



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

TUUKKA HEIKKILÄ
SÄHKÖVERKON TOIMITUSVARMUUTEEN LIITTYVIEN VALVON-
TAMENETELMIEN KEHITTÄMINEN
Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järven-
tausta
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 9. lokakuu-
ta 2013

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

HEIKKILÄ, TUUKKA: Sähköverkon toimitusvarmuuteen liittyvien valvontamenetelmien kehittäminen

Diplomityö, 63 sivua

Tammikuu 2014

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: sähköverkot, sähkömarkkinat, Energiavirasto, sähkömarkkinaviranomainen, valvontamalli, regulaatio, sähkönjakelu, sähkönlaatu, laatukannustin, toimitusvarmuus

1.9.2013 voimaan astuneen uuden sähkömarkkinalain myötä Suomen sähköverkonhaltijat saivat uusia velvoitteita, joista tämän diplomityön kannalta tärkeimpiä ovat sähkön toimitusvarmuuden parantamiseen tähtäävät vaatimukset. Lakimuutosten seurauksena sähkömarkkinaviranomaisena toimivan Energiaviraston on uudistettava valvontamenetelmiään. Diplomityö käsittelee aluksi lain aiheuttamia muutoksia sähköverkonhaltijoiden toimintaan ja sitä, millainen on Energiaviraston rooli lain aiheuttamien muutosten valvonnassa.

Diplomityössä käsitellään nykyään yleisesti käytössä olevia toimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja sekä arvioidaan niiden hyödyllisyyttä ja käyttökelpoisuutta Energiaviraston toiminnassa. Samassa yhteydessä käydään läpi, miten keskeytyksistä aiheutunut haitta (KAH) lasketaan ja mihin KAH -kustannusta käytetään. Tämä tarkoittaa Energiaviraston keräämien, maailmalla melko vähän käytössä olevien, vuosienenergioilla painotettujen tunnuslukujen käsittelyä. Työssä esitellään myös vaihtoehtoja suurjännitteisen jakeluverkon uusiksi tunnusluvuiksi.

Työssä käydään läpi kolmannella valvontajaksolla käytössä olevat valvontamenetelmät pääpiirteittäin. Suurimmassa roolissa ovat sähköverkkotoimintaa ohjaavat kannustimet, joista diplomityön kannalta tärkein on laatukannustin. Työn soveltavassa osuudessa arvioidaan laatukannustimen tämänhetkistä tilannetta, sen mahdollisuuksia ja rajoitteita. Tämän jälkeen pohditaan, kuinka laatukannustinta olisi järkevintä kehittää tuleville valvontajaksoille, ottaen erityisesti huomioon uuden sähkömarkkinalain aiheuttamat vaatimukset. Johtopäätöksenä laatukannustimen suhteen voidaan todeta, että periaatteeltaan suhteellisen pienillä muutoksilla saataisiin aikaiseksi merkittävästi paremmin toimiva kannustinmekanismi.

Diplomityön lopputuloksena ehdotetaan muokattua laatukannustinta, joka lisäisi sallittua tuottoa niille sähköverkonhaltijoille, jotka ovat alkaneet rakentaa sähköverkkoa vaiheittain uudet toimitusvarmuusvaatimukset täyttäväksi. Vastaavasti sähköverkonhaltijoita, jotka antavat verkkonsa rapistua, sanktioitaisiin samassa suhteessa. Työssä esitellään myös matemaattinen menetelmä poikkeuksellisten päivien (Major Event Day, MED) huomiotta jättämiseen tunnuslukuja laskettaessa ja systemaattinen malli poikkeuksellisten vuosien vaikutuksen rajoittamiseen KAH -vertailutasoa laskettaessa.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

HEIKKILÄ, TUUKKA: Development of regulation methods for security of supply in power distribution grid

Master of Science Thesis, 63 pages

January 2014

Major: Power Systems and Market

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: power system, electricity market, Energy Authority, regulation model, electricity distribution, power quality, quality regulation, security of electricity supply

The new Finnish Electricity Market Act came into effect on first of September 2013 and brought about several new obligations to electricity distribution network operators. Specifically, the obligations to improve security of electricity supply play a major role in this thesis. As a result of these changes in legislature, Energy Authority has to renew its regulation methods. First this thesis deals with the changes in legislature that affect distribution network operators and also, what is the role of Energy Authority in supervising the transition to the new Electricity Market Act.

This thesis examines the most commonly used distribution reliability indices and assesses their usability in regulation methods currently used by Energy Authority. In the same context, thesis analyzes in detail how a figure called “outage costs” (KAH) is calculated and where it is used. This means explaining the annual energy usage based reliability figures that are collected by Energy Authority, most of which are not commonly used. Thesis also introduces alternatives for new reliability figures in high voltage distribution networks.

Regulation methods that are used in the third regulation period are sifted through in this thesis, albeit broadly. Greatest role is given to the incentives that guide the electricity network operators, most importantly the quality incentive. In the practical part of the thesis, the current status of quality incentive is assessed, including its potential and restrictions. After that, thesis discusses what would be the most reasonable way to develop the quality incentive in light of future regulation periods. As a conclusion it can be stated that with relatively small changes in the incentive, it is possible to substantially improve the incentive mechanism.

One of the results of this thesis is a modified quality incentive that would increase the amount of reasonable returns for those network operators that have begun to develop their network to fulfill the new obligations concerning the security of electricity supply. Correspondingly the network operators that allow their networks to deteriorate, would be sanctioned in the same manner. This thesis also introduces a mathematical method to eliminate the effect of major event days (MED) when calculating electricity distribution reliability indices and a systematic model to reduce the effect of abnormal years when calculating the reference level of KAH.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Helsingissä Energiavirastolle. Diplomityön tarkastajana toimi professori Pertti Järventausta Tampereen teknilliseltä yliopistolta. Energiavirastolla työtäni ohjasivat johtava asiantuntija Martti Hänninen ja yli-insinööri Tarvo Siukola.

Haluan kiittää Marttia ja Tarvoa mielenkiintoisesta ja haastavasta aiheesta sekä erinomaisesta ohjauksesta työn aikana. Lisäksi haluan kiittää myös muita Energiaviraston työntekijöitä mainiosta työympäristöstä sekä erityisesti ryhmäpäälikkö Simo Nurmea ja verkkoinsinööri Lasse Simolaa loistavista ideoista ja osallistumisesta työn ohjaamiseen. Haluan kiittää Perttiä erinomaisesta ja täsmällisestä työn tarkastuksesta sekä aktiivisesta osallistumisesta työn sisällön suunnitteluun. Kiitokset arvokkaasta yhteistyöstä kuuluvat myös Loiste Sähköverkko Oy:lle ja Tekla Oyj:lle antoisista palavereista ja hyödyllisistä materiaaleista työhön.

Lopuksi haluan lausua erityiskiitokset sisarelleni, langolleni ja vanhemmilleni korvaamattomasta tuesta työtä tehdessäni.

Helsingissä 17. tammikuuta 2014

Tuukka Heikkilä

SISÄLLYS

Abstract	III
Termit ja niiden määritelmät	VII
1 Johdanto	1
2 Sähköverkkotoiminnan viranomaisvalvonta	3
2.1 Energiaviraston tehtävät	3
2.1.1 Verkot -ryhmän tehtävät	3
2.1.2 Kansainvälinen yhteistyö	5
2.2 Sähköverkkoliiketoiminta	5
2.3 Valvontamenetelmät	7
2.3.1 Laatukannustin	10
2.3.2 Tehostamiskannustin	11
2.3.3 Investointikannustin	13
2.3.4 Innovaatiokannustin	14
2.3.5 Toimitusvarmuuskannustin	15
3 Sähköverkko ja toimitusvarmuus	16
3.1 Sähkön kokonaishinnan kehitys ja verkon ikääntyminen	16
3.2 Suomen sähköverkon kehitys ja nykyinen rakenne	17
3.2.1 Sähköverkon historiaa	17
3.2.2 Kantaverkko ja suurjännitteinen jakeluverkko	18
3.2.3 Jakeluverkko	18
3.2.4 Sähköverkon tulevaisuus	19
3.3 Keskeytyksistä aiheutunut haitta ja sen vaikutukset	19
3.3.1 Kansantaloudellinen näkökulma	19
3.3.2 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan määrittäminen	21
3.3.3 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskenta jakeluverkonhaltijoille ..	23
3.3.4 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskenta suurjännitteisen jakelu-	
verkon haltijoille	27
3.3.5 Keskeytysten aiheuttaman haitan vertailutason määrittäminen	27
4 Uuden sähkömarkkinalain tuomat vaatimukset	29
4.1 Keskeiset vaatimukset	29
4.2 Verkon kehittämisvelvollisuus	30
4.3 Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset	30
4.3.1 Tulkintaa keskeytyksistä	32
4.4 Vakiokorvaukset uudessa sähkömarkkinalaissa	33
5 Toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut ja niiden kehittäminen	35
5.1 Tunnuslukujen merkitys	35
5.2 Asiakasmääräperusteiset tunnusluvut	36
5.3 Tehoperusteiset tunnusluvut	39
5.4 Valvontamallissa käytettävät toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut	40
5.4.1 Jakeluverkkotoiminnan tunnusluvut	40

5.4.2	Suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan tunnusluvut	44
5.5	Tunnuslukujen kehittäminen jakeluverkoille	45
5.6	Tunnuslukujen kehittäminen suurjännitteisille jakeluverkoille.....	46
6	Laatukannustimen tarkastelu	48
6.1	Leikkurivaikutuksen arviointi nykytilanteessa.....	48
6.2	Laatukannustimen kehittäminen.....	50
6.2.1	Koko KAH -kustannuksen käyttäminen laatukannustimessa.....	50
6.2.2	KAH -vertailutason analysointi	53
6.2.3	Poikkeuksellisten päivien määrittäminen	56
7	Päätelmät ja suositukset	58
7.1	Tunnusluvut.....	58
7.2	Laatukannustin	58
	Lähteet.....	60

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CEER	Council of European Energy Regulators
dnro	Diaarinumero
EMV	Energiamarkkinavirasto
ET	Energiateollisuus ry
FASIT	(Feil- og avbruddsstatistikk i totalnettet). Norjan sähköverkkoregulaattorin käyttämä keskeytysraportointi ja -tilastointiohjelma
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksistä aiheutunut haitta
KOPEX	Verkonhaltijan kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
LTY	Lappeenrannan teknillinen yliopisto
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NKA	Nykykäyttöarvo
NVE	Norges vassdrags og energiverk. Norjan sähkömarkkinoiden regulaattori
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TKK	Teknillinen korkeakoulu
TTY	Tampereen teknillinen yliopisto
TOTEX	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset
AJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$h_{E,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
$h_{E,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
$h_{i,j}$	Keskeytyksen kesto aika muuntopiireillä tai keskijänniteverkon loppukäyttäjällä
h_{PIK}	Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan arvo vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$h_{W,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan arvo vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$h_{W,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
$JHA_{t,i}$	Verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t

K_{AJK}	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl
$KA_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
$KA_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
KHI_{2004}	Kuluttajahintaindeksi vuonna 2004
KHI_{n-1}	Kuluttajahintaindeksi vuonna n-1
$KM_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
$KM_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
m	Muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien lukumäärä
mh_i	Keskeytyksen i vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika
$mh_{i,l}$	Keskeytyksen i muuntopiiriin tai keskijänniteverkon loppukäyttäjään l aiheuttama keskeytysaika, h
m_i	Niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i vaikuttaa, kpl
$m_{i,j}$	Keskeytysajan $h_{i,j}$ vaikutusalueella olevien muuntopiirien lukumäärä, kpl
n	Keskeytysten lukumäärä
$NKA_{t,i}$	Verkkokomponentin i nykykäyttöarvo vuonna t
$pitoaika_n$	Verkkokomponentin n pitoaika.
PJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
t	Tarkasteluvuosi
T_t	Vuoden t tuntien lukumäärä
TP_t	Verkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
W_n	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna n, kWh
W_t	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t, kWh
W_{tot}	Keskijänniteverkon loppukäyttäjien sekä kaikkien muuntopiirien vuosienergioiden summa, MWh

1 JOHDANTO

Suomen sähkömarkkinaviranomaisena toimiva Energiavirasto on viime vuosina ottanut laajemminkin kantaa sähköverkonhaltijoiden tapoihin toteuttaa riittävän tasoinen toimitusvarmuus sähköverkossaan. Kannanotot ovat tiukentuneet erityisesti toisen valvontajakson (2008 - 2011) aikana tapahtuneiden rajuilmojen aiheuttamien pitkien sähkökatkosten vuoksi. Kritiikki ei aina ole ollut yleistä, jokaista verkonhaltijaa koskevaa, vaan kannanotot ovat langettavien päätösten myötä kohdentuneet jopa yksittäisiin sähköverkonhaltijoihin. (Energiamarkkinavirasto 2012b) Tämä viittaa siihen, että Energiavirasto on toiminnassaan siirtymässä kohti suorempaa vaikuttamista, kun aiemmin sen toimintaa voitiin kuvata enemmän yleisesti alaa ohjaavaksi tai alalle suuntaa-antavaksi.

Sähkömarkkinalain mukainen kehittämisvelvollisuus on yksi monista sähköverkonhaltijoita velvoittavista säädöksistä, mutta sen soveltaminen on ollut melko harvinaista ja rajoittunut lähinnä poikkeuksellisiin laiminlyönteihin. Sen sijaan uudessa 1.9.2013 voimaan astuneessa sähkömarkkinalaissa on ensimmäistä kertaa määritelty kehittämisvelvollisuutta täydentävät ja täsmentävät toimitusvarmuusvaatimukset, joiden mukaan myrsky tai lumikuorma ei saa aiheuttaa asemakaava-alueella yli kuuden tunnin keskeytyksiä eikä muillakaan alueilla yli 36 tunnin keskeytyksiä. Näiden toimitusvarmuuteen liittyvien uusien velvoitteiden myötä on selvää, että on olemassa yhteiskunnallinen ja poliittinen paine sähköverkkojen saattamiseksi harvinaisetkin sääolosuhteet kestäväan kuntoon.

Kehittämisvelvollisuutta on tarkasteltu lähemmin Tarvo Siukolan vuonna 2013 valmistuneessa Energiamarkkinavirastolle tehdyssä diplomityössä. (Siukola 2013) Näin ollen, vaikka toimitusvarmuuden tarkastelu liittyy hyvin läheisesti kehittämisvelvollisuuteen, on viimeksi mainittu jätetty tässä diplomityössä tietoisesti pienemmälle huomiolle.

Tämä diplomityö käsittelee aluksi sähköverkon toimitusvarmuutta yleisellä tasolla kirjallisuusselvityksen muodossa. Avainasemassa ovat lukuisat eurooppalaiset kirjallisuuslähteet ja lisäksi myös eräät kansainväliset standardit. Sähköverkon toimitusvarmuuden seuraamiseen on olemassa nykyistä tarkempia keinoja, mutta tämä ei välttämättä tarkoita sitä, että samat mallit ja menettelytavat olisivat suoraan yhteensopivia Suomen sähköverkkotoiminnan viranomaisvalvonnan kanssa. Diplomityö sivuaa myös tätä aihetta ja ehdottaa Energiavirastolle soveltuvia kehittämiskohteita toimitusvarmuuden tarkasteluun.

Energiaviraston Verkot -ryhmä on päävastuussa sähköverkkotoimintaa harjoittavien organisaatioiden toimitusvarmuuden tarkastelusta. Tämän lisäksi muun muassa Energia-teollisuus ry kerää jäsenyrityksiltään sähköverkon toimitusvarmuutta kuvaavia tilastoja.

Näiden tilastojen muodostamiseen on hiljattain päivitetty kansainvälinen standardi, jota myös diplomityössä käydään läpi. Työn tavoitteena onkin ennen kaikkea antaa käytännön pohjatietoa sille, että toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut olisivat riittävän selkeästi ja yksiselitteisesti määritellyt, mikä taas on välttämätöntä eri verkonhaltijoiden toimittamien tunnuslukujen vertailukelpoisuuden varmistamiseksi.

Toisena päätavoitteena diplomityössä on nykyisten valvontamenetelmien sisältämän laatukannustimen tarkastelu, joka pohjautuu keskeytyksistä aiheutuneen haitan (KAH) laskentaan. Energiaviraston ylläpitämän valvontatietojärjestelmän monivuotisten historiatietojen avulla on mahdollista tutkia hyvinkin täsmällisesti laatukannustimen muutosten vaikutuksia verkonhaltijoiden kohtuulliseen tuottoon. Tulosten pohjalta voidaan tehdä johtopäätöksiä sen suhteen, ovatko laatukannustimen muuttamisen aiheuttamat riskit sopusuhdassa sekä kannustin- että sanktiovaikutuksen osalta.

2 SÄHKÖVERKKOTOIMINNAN VIRANOMAIS- VALVONTA

Sähkönjakelu on Suomessa alueellinen monopoli, ja kuten useimmissa monopoliasemaa nauttivissa liiketoiminnoissa, tämä edellyttää toimivaa valvontaa lukuisista eri syistä. Tärkeimpänä näistä on sähkökäyttäjään kohdistuvan hinnoittelun kohtuullisuuden varmistaminen. Valvontaa varten on oltava olemassa riippumaton ja tasapuolisesti toimiva taho. Suomessa tätä valvontaa hoitaa sähkömarkkinaviranomaisena toimiva Energiavirasto.

Tässä luvussa esitellään Energiaviraston toimintaa sekä valvonnan kannalta olennaisten ryhmien tehtäviä ja myös sitä, miten sähköverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuutta valvotaan siihen kehitetyllä valvontamallilla. Lisäksi luvussa kuvataan sähköverkkotoiminnan erityispiirteitä ja tärkeimpiä lain asettamia velvoitteita.

2.1 Energiaviraston tehtävät

Energiavirasto on työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) alaisuudessa toimiva asiantuntijavirasto. Diplomityön kirjoitushetkellä Energiavirastossa toimii 5 ryhmää, jotka ovat Energiatehokkuus, Markkinat, Päästökauppa, Uusiutuva energia ja Verkot. Sähköverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuutta valvoo suurimmalta osin Verkot -ryhmä. Myös Markkinat -ryhmän tehtävät liittyvät läheisesti sähkön hinnoittelun tarkasteluun ja ryhmä muun muassa ylläpitää sähkönmyyjien hintojen vertailun mahdollistavaa www.sahkonhintafi.fi -palvelua.

Tehtävät, joita Energiaviraston edellytetään hoitavan, on määritelty lainsäädännössä. Niin sanotuksi sähkömarkkinapaketiksi kutsuttu kokoelma uusia lakeja astui voimaan 1.9.2013, ja näiden ansiosta vanha sähkömarkkinalaki saatettiin huomattavasti täsmällisempään nykymuotoonsa. Aiempaan sähkömarkkinalakiin verrattuna on huomioitava, että uudet Energiavirastoa ja sen tehtäviä koskevat lait ovat nykyään täysin itsenäistä lainsäädäntöä (Finlex 2013a).

Oman lisänsä viraston työtehtäviin tuovat myös muun muassa joskus hyvinkin laajat kansainväliset tietopyynnöt, joihin virastolla on luonnollisesti velvollisuus vastata. Hyvien hallintoperiaatteiden lisäksi edellä mainittu velvollisuus perustuu hallintolakiin ja viranomaisen neuvontavelvollisuuteen.

2.1.1 Verkot -ryhmän tehtävät

Verkot -ryhmä vastaa sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan taloudelliseen ja tekniseen valvontaan liittyvistä tehtävistä, mukaan lukien näihin liittyvät EU- ja kansainväliset

tehtävät. Energiaviraston Verkot -ryhmä jakautuu taloudellisen ja teknisen valvonnan tiimeihin. Taloudellisen valvonnan tehtäviin kuuluvat muun muassa (Huttunen 2014):

- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvonta ja valvontamenetelmien kehittäminen
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan tehokkuuden mittaaminen ja mittaamisen kehittäminen
- valvontatietojärjestelmän taloudellisten osioiden ylläpito ja kehittäminen
- sähkö- ja maakaasuverkkotoimintojen eriyttämisen valvonta
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan taloudelliseen valvontaan kuuluvat kansainväliset tehtävät
- sähkö- ja maakaasuverkkolupien taloudellinen arviointi
- sähkö- ja maakaasuverkonhaltijoiden tilinpäätöstietojen ja taloudellisten tunnuslukujen kerääminen, todentaminen ja analysointi
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan taloudelliseen valvontaan liittyvien tutkimus-, lausunto- ja neuvonta- sekä vahvistamispyyntöjen käsittely
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan vahvistuspäätökset, valvontapäätökset ja vuosittaiset kohtuullisen tuoton laskelmat
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan taloudellisen valvonnan päätöksiin liittyvät oikeusprosessit

Teknisen valvonnan tehtäviin kuuluvat muun muassa (Huttunen 2014):

- sähkö- ja maakaasuverkkolupien käsittely ja valvonta
- sähkö- ja maakaasun verkonarvon määrittämisen kehittäminen ja verkonarvolaskelmat
- sähkö- ja maakaasuverkkojen toimitusvarmuuden, sähkö- ja maakaasun laadun ja kehittämisvelvollisuuden valvonta
- sähköverkkotoiminnan kehittämissuunnitelmien arviointi
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan hinnoitteluperiaatteiden kehittäminen sekä liittymien hinnoittelun valvonta
- sähkö- ja maakaasun mittauksiin, tasehallintaan ja -selvitykseen sekä sanomaliikenteeseen liittyvä valvonta
- sähköjohtojen rakentamislupien käsittely ja valvonta
- älykkäiden sähköverkkotoimintojen kehittämisen edistäminen
- sähkö- ja maakaasun verkonhaltijoiden verkkopalvelu- ja liittymisehtojen valvonta
- valvontatietojärjestelmän teknisten osioiden ylläpito ja kehittäminen
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan tekniseen valvontaan kuuluvat kansainväliset tehtävät
- sähkö- ja maakaasuverkonhaltijoiden verkonrakennetietojen ja teknisten tunnuslukujen kerääminen, todentaminen ja analysointi

- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan tekniseen valvontaan liittyvien tutkinta-, lausunto- ja neuvonta- sekä vahvistamispyyntöjen käsittely
- sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan teknisen valvonnan päätöksiin liittyvät oikeusprosessit

2.1.2 Kansainvälinen yhteistyö

Energiavirasto on jäsenenä myös lukuisissa kansainvälisissä järjestöissä, kuten ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), CEER (Council of European Energy Regulators) ja NordREG (Nordic Energy Regulators). Näistä ACER on energiamaarkkinoita valvovien regulaattoreiden yhteistyön edistämiseen luotu organisaatio, jonka olemassaolo pohjautuu kolmannen sähkön sisämarkkinadirektiivin tuomiin vaatimuksiin. ACER:n tehtävä on täydentää ja koordinoida kansallisten regulaattoreiden työtä (Agency for the Cooperation of Energy Regulators 2013a). Sen jäseniä ovat kaikki Euroopan Unionin jäsenvaltiot, joita on diplomityön kirjoitushetkellä 28, viimeisimpänä Kroatia liittyttyään Euroopan unioniin 1.7.2013 alkaen. (Agency for the Cooperation of Energy Regulators 2013b)

CEER on edellisestä järjestöstä poiketen kaikkien Euroopan regulaattoreiden välinen vapaaehtoinen yhteistyöjärjestö (Council of European Energy Regulators 2013). Siihen siis voi kuulua ja kuuluukin EU:n jäsenmaiden lisäksi muita Euroopan valtioita. Jäsenten määrä organisaatiossa on 30 varsinaista jäsentä ja 2 tarkkailijajäsentä, jotka voivat osallistua kokouksiin, mutta eivät päätöksentekoon. NordREG taas on Pohjoismaiden regulaattoreiden muodostama vapaaehtoinen yhteistyöjärjestö (Nordic Energy Regulators 2013). Energiavirasto on edellä mainituissa järjestöissä toimimisen lisäksi ajoittain mukana myös EU:n komission asettamissa työryhmissä.

Kansainvälisiä raportteja varten toimitettavat tiedot ja artikkelit saattavat vaatia viraston ryhmien välistä yhteistyötä. Hyvänä esimerkkinä tähän ovat sähkön kokonaishinnan muodostumista käsittelevät toimenpidepyynnöt, joissa sähkön siirtohintaan saa ajankohtaisimman tiedon Verkot -ryhmältä ja sähköenergian hintaan taas Markkinat -ryhmältä.

Kansainvälinen toiminta on luotu muun muassa siksi, että eri maiden viranomaisilla olisi selkeä kanava hyvien käytäntöjen jakamiseen ja niiden luomiseen. Myös lukuisat eri maiden menetelmiä ja käytäntöjä käsittelevät selvitykset edellyttävät kansainvälisen organisaation olemassaoloa, sillä selvitysten laajuuden vuoksi niiden tehokas laatiminen olisi todennäköisesti erittäin vaikeaa ilman järjestäytynyttä yhteistyöelintä. Esimerkkinä kansainvälisistä selvityksistä on ACER/CEER -yhteenliittymän laatima vuosittainen raportti sähkön ja maakaasun sisämarkkinoiden valvonnan tuloksista (Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets).

2.2 Sähköverkkoliiketoiminta

Sähkön myynnin avautuminen kilpailulle tarkoitti sitä, että sähkönjakeluverkosta tuli markkinapaikka. Muutos tapahtui 1.6.1995, kun sähkömarkkinalaki (386/1995) astui

voimaan koskien ensin suuryrityksiä ja myöhemmin vuonna 1998 myös kotitalouksia ja pienyrityksiä. Sähköverkkotoiminta on luonteeltaan luvanvaraista monopolitoimintaa, joka on sähkömarkkinalain mukaisesti eriytettävä vähintään kirjanpidollisesti samassa yhtiössä harjoitettavasta muusta toiminnasta, jotta liiketoimintojen välillä ei tapahdu ristiinsubventiota. Erityisesti tämä koskee samassa yhtiössä tapahtuvaa sähköön tuotantoa ja/tai myyntiä. (Partanen 2012)

Sähköön jakeluverkonhaltijoiden täytyy eriyttää sähköverkkotoiminta oikeudellisesti muista sähköliiketoiminnoista, mikäli yritys on siirtänyt kolmen edellisen vuoden aikana verkossaan 400 voltin nimellisjännitteellä sähköä vähintään 200 gigawattituntia vuodessa. Oikeudellinen eriyttäminen tarkoittaa, että sähköverkkotoimintaa ei harjoiteta samassa yrityksessä kuin sähköön myyntiä tai tuotantoa. Muiden sähköverkonhaltijoiden täytyy eriyttää sähköverkkotoiminta muista sähköliiketoiminnoista vähintään laskennallisesti, mikä tarkoittaa erillisen tuloslaskelman ja taseen laatimista sähköverkkotoiminnalle ja muille sähköliiketoiminnoille. (Energiamarkkinavirasto 2013c)

Sähköverkkoliiketoiminta edellyttää verkkolupaa, jonka myöntää Energiavirasto. Sähköverkkolupaa tai sen ehtoja voidaan muuttaa luvanhaltijan suostumuksella ja muulloinkin, jos muutos perustuu lainsäädännön muuttumiseen tai muutoksenhakutuomioistuimen antamaan ratkaisuun. Juuri näin on tapahtunut vuonna 2013, kun uusi sähkömarkkinalaki astui voimaan, minkä johdosta jokaisen verkonhaltijan oli haettava sähköverkkolupaa uudestaan. (HE 20/2013 vp 2013)

Verkkoluvan saaneita sähköverkonhaltijoita koskevat lukuisat sähkömarkkinalaissa määritellyt velvoitteet, joita ovat muun muassa verkon ylläpito- ja kehittämisvelvollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämisvelvollisuus sekä sähköön siirtovelvollisuus. Verkonhaltijalle asetettuihin velvoitteisiin kuuluu myös se, että sähköön laadun täytyy olla lain asettaman standardin (SFS-EN 50160) mukaista. Sähköön laatu ja toimitusvarmuus ovat laissa kaksi täysin eri asiaa, sillä kyseinen standardi antaa tarkat reunaehdot vain jännitteen laadulle. Sen sijaan vaadittavalle toimitusvarmuudelle on sähkömarkkinalaissa omat määritelmät, eikä edellä mainittuun sähköön laadun määrittelevään standardiin viitata kuin lähinnä niiden asioiden suhteen, jotka jäävät huomiotta toimitusvarmuuden tarkastelussa. (Suomen standardoimisliitto SFS ry 2010)

Verkonhaltijoiden verkkolupaan sisältyy maantieteellinen vastuualue, jossa verkonhaltijalla on yksinoikeus rakentaa sähköverkkoja. Tällä alueella tulee sähkömarkkinalain mukaan olla käytössä niin kutsuttu pistehinnoittelu, mikä tarkoittaa sitä, että sähköön siirtohintaan ei saa vaikuttaa asiakkaan sijainti verkossa. Hinta siis määräytyy sen mukaan, millaisia palveluja asiakas järjestelmästä tarvitsee ja missä verkkoportaassa ja minkä verkonhaltijan verkossa hänen liittymispisteensä sijaitsee. Lisäksi jokaisen verkonhaltijan on huolehdittava, että oma hintajärjestelmä on yhteensopiva muiden verkkojen järjestelmiin, joiden kanssa se muodostaa kokonaisuuden. Pistehinnoittelujärjestelmän seurauksena kaikki sähkönkäyttäjät ja -tuottajat osallistuvat kantaverkon rakentamisen, ylläpidon ja käytön kustannuksiin. (HE 20/2013 vp 2013)

Kilpailun lisääminen sähkökaupassa edellyttää, että kaupan osapuolet pääsevät mahdollisimman helposti markkinapaikalle, jonka sähköverkot muodostavat. Kun maan

sähköverkko muodostuu useista eri omistajien hallitsemista verkoista, verkkopalveluista sopiminen ja niiden erilaiset hinnoitteluperiaatteet voivat vaikeuttaa huomattavasti kaupankäyntiä. Sen vuoksi on tarpeen velvoittaa verkonhaltijoita noudattamaan periaatteita, jotka on listattu sähkömarkkinalain (588/2013, V osa, 13 luku) 84 - 105 §:ssä (Finlex 2013b). Näiden periaatteiden tarkoitus on helpottaa järjestelmän palvelujen saantia asiakkaiden kannalta. (HE 20/2013 vp 2013) On hyvä huomata, että lain määrittelemistä sähkösopimuksia koskevista säännöksistä ei saa sopimuksin poiketa kuluttajan vahingoksi.

2.3 Valvontamenetelmät

Sähköverkonhaltijoiden sähkön siirtohintojen kohtuullisuuden valvontaan on vuosien mittaan kehitetty jatkuvasti parempia menetelmiä sekä hyvään toimintaan ohjaavia kannustimia. Aikaisemmin valvonta perustui tapauskohtaiseen hintojen ja sähköverkkotoiminnan tarkasteluun, mutta myöhemmin Energiavirastossa on kehitetty valvontamenetelmät, joiden avulla sähkön siirtohintojen kohtuullisuutta voidaan tarkastella ja valvoa hyvinkin systemaattisesti. Tämä on tarkoittanut myös sitä, että Energiavirasto on siirtynyt jälkikäteisen valvonnan sijaan etukäteiseen valvontaan. Viraston käyttämiä valvontamenetelmiä on hiljattain ylistetty muun muassa sanoin *”unique, highly sophisticated model”* konsulttiyhtiö EY:n (aiemmin Ernst & Young) toimesta vuoden 2013 julkaisussa *Mapping power and utilities regulation in Europe*. (EY 2013)

Viraston luomat valvontamenetelmät perustuvat valvontajaksoihin ja hinnoittelun kohtuullisuuden kriteerien määrittämiseen etukäteen. Valvontamenetelmät otettiin käyttöön 1.1.2005 alkaen ja ensimmäinen valvontajakso oli kolmen vuoden mittainen eli vuodet 2005 - 2007, minkä jälkeen valvontajaksojen pituudet ovat olleet neljä vuotta kerrallaan. Valvonta on säännöllistä, oma-aloitteista ja koskee järjestelmällisesti kaikkia sähköverkonhaltijoita. Sähkönkäyttäjien ei näin ollen tarvitse tehdä erillisiä tutkintapyyntöjä yksittäisen sähköverkonhaltijan siirtohinnoittelun kohtuullisuuden selvittämiseksi.

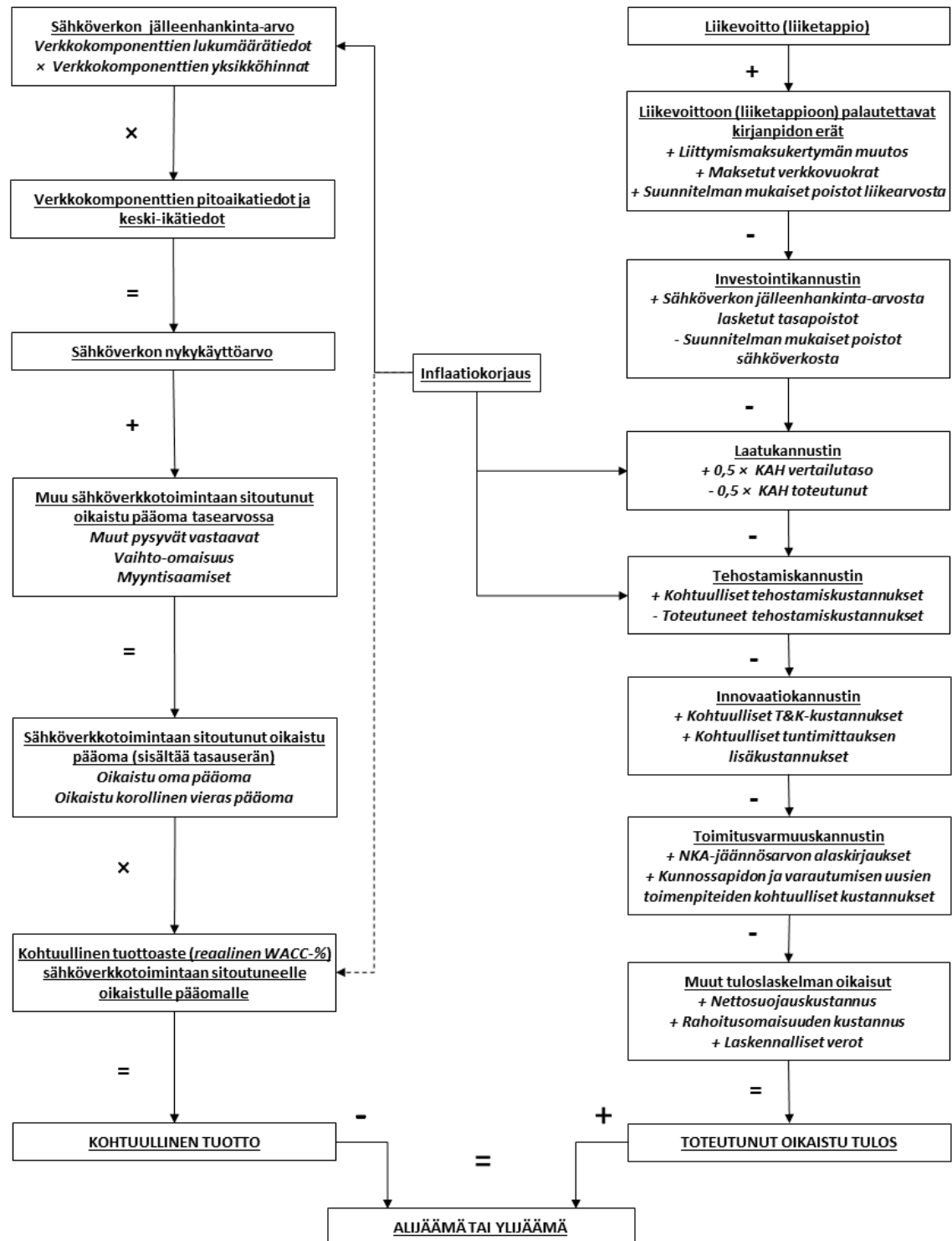
Nykyinen meneillään oleva kolmas valvontajakso alkoi 1.1.2012 ja se koskee vuosia 2012 - 2015. Suuntaviivat kolmannelle valvontajaksolle annettiin 29.6.2011 (dnro 945/430/2010), mihin perustuen valvontamenetelmät viimeisteltiin. Energiaviraston julkaisun *Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012 – 2015* mukaan (Energiamarkkinavirasto 2011b):

”Energiavirasto on kehittänyt valvontamenetelmiä kahdelta edelliseltä valvontajaksolta saatujen kokemusten perusteella. Kolmannelle valvontajaksolle valvontamenetelmien keskeiset muutokset koskevat seuraavia menetelmiä: inflaatiokorjaus, sähköverkkoon sitoutuneen pääoman oikaisu ja kohtuullinen tuottoaste sekä tehostamiskannustin. Myös laatukannustinta on kehitetty ja valvontamenetelmiin on lisätty uusina menetelminä investointikannustin ja innovaatiokannustin. Näiden lisäksi verkkotoiminnan tuottoja

ja kustannuksia sekä verkkotoiminnan rahoitukseen liittyviä kustannuksia on tarkennettu”.

Tavoitteena on siis kehittää valvontamenetelmiä ohjaamaan ja kannustamaan verkonhaltijoita kohtuulliseen hinnoitteluun, liiketoiminnan kehittämiseen sekä panostamaan korkeatasoiseen sähkön laatuun ja investoimaan sähköverkkoon. Tämä mahdollistaa verkonhaltijat toimimaan myös pitkällä tähtäimellä kannattavasti, toimintaansa kehittämällä sekä asiakkaiden tarpeisiin ja odotuksiin vastaten. (Energiamarkkinavirasto 2011b)

Valvontajakson aikana Energiavirasto kerää verkonhaltijoilta vuosittain verkonrakennetiedot, tilinpäätöstiedot sekä tekniset tunnusluvut. Verkonrakennetiedot sisältävät muun muassa tiedon komponenttien määristä, niiden keski-ikä ja syyt määrien muutoksille. Tekniset tunnusluvut taas kertovat verkon laajuutta ja luonnetta kuvaavia tietoja pääpiirteittäin sekä diplomityön kannalta olennaisena osana sähköverkon toimitusvarmuutta kuvaavat tiedot. Kun tietojen oikeellisuus on tarkistettu, virasto laskee niiden perusteella vuosittain edellisen vuoden toteutuneen ja kohtuullisen tuoton, joka ilmoitetaan verkonhaltijoille. Valvontamenetelmissä määritetyn kohtuullisen tuoton ja toteutuneen oikaistun tuloksen erotuksesta lasketaan verkonhaltijan tilikauden ali- tai ylijäämä, mikä on havainnollistettu kuvassa 2.1.



Kuva 2.1. Energiaviraston valvontamenetelmien laskennallinen periaate. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Kuvan 2.1. vasemmalla puolella esitellään verkonhaltijan taseen oikaisun ja kohtuullisen tuoton laskennan periaate sekä laskennassa käytettävät menetelmät. Kuvan oikealta puolelta löytyvät tuloslaskelman oikaisun ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskennan periaate sekä laskennassa käytettävät menetelmät ja tekijät. Toimitusvarmuuskannustinta sovelletaan vain kolmannen valvontajakson vuosina 2014 – 2015.

2.3.1 Laatukannustin

Laatukannustimen tarkoituksena on palkita verkonhaltijoita, jotka ovat parantaneet sähköverkkonsa toimitusvarmuutta ja toisaalta myös asettaa sanktio siitä, mikäli toimitusvarmuuden on annettu heikentyä, esimerkiksi jättämällä vanhentuvia verkkokomponentteja uusimatta. Kannustimen toiminta perustuu keskeytyksistä aiheutuneen haitan (KAH -kustannus) laskentaan, jossa erityyppisille keskeytyksille on määritelty kustannus joko siirtämättä jääneen energian tai keskeytyneen sähkötehon funktiona. KAH -kustannus lasketaan verkonhaltijalle vuosittaisella tarkkuudella, ja sen tavoitteena on määrittää sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutunut taloudellinen haitta mahdollisimman tarkasti. (Energiamarkkinavirasto 2011a)

Verkonhaltijalla on mahdollisuus saada verkkotoiminnasta toteutuneen KAH -kustannuksen ja sen vertailutason erotuksen puolikkaan verran suurempaa tuottoa, mikäli verkonhaltija on pienentänyt toteutuneita keskeytyksiä alle asetetun keskeytyskustannusten vertailutason. Verkkotoiminnan toteutuneen oikaistun tuoton laskennassa tämä otetaan huomioon pienempänä oikaistuna tuloksena.

Keskeytyskustannusten kannustinvaikutus lasketaan kolmesta tekijästä: toteutuneiden keskeytyskustannusten ja keskeytyskustannusten vertailutason erotuksesta, lattia- ja kattotasokorjauksesta sekä symmetrisyyskorjauksesta. Oikaistun tuloksen laskennassa otetaan huomioon vain puolet toteutuneiden keskeytyskustannusten ja keskeytyskustannusten vertailutason välisestä erotuksesta. Lisäksi oikaistun tuloksen laskennassa otetaan huomioon suurimmat poikkeamat keskeytyksissä asettamalla raja-arvo (ns. lattia- ja kattotasot) toteutuneiden keskeytyskustannusten ja keskeytyskustannusten vertailutason väliselle erotukselle. Kyseistä raja-arvoa tarkastellaan tämän jälkeen symmetrisyyskorjauksen suhteen, mikä määrittää lopullisen lattia- ja kattotason. (Energiamarkkinavirasto 2011a)

Nykyinen menetelmä ottaa siis huomioon vain toteutuneen KAH -kustannuksen puolikkaan, jolloin tilanne on sama kuin jos keskeytyksiä laskettaessa käytettäisiin puolikkaita nykyisistä KAH -arvoista, mikä tarkoittaa sitä, että asiakkaan kukin keskeytys on vain puolet tutkimuksen osoittamista haitta-arvoista (Honkapuro et al. 2007). Tämän jopa hieman keinotekoiselta kuulostavan puoliosan poistaminen olisi monella tapaa taroituksenmukaista kuten myöhemmin tässä diplomityössä tullaan esittämään.

Toteutuneiden keskeytyskustannusten ja keskeytyskustannusten vertailutason välisen erotuksen puoliosa voi vastata suuruudeltaan enintään 20 % kyseisen vuoden kohtuullisesta tuotosta. Joillakin jakelu- tai suurjännitteisillä jakeluverkonhaltijoilla keskeytyskustannusten vertailutaso voi olla pienempi kuin 20 % verkonhaltijan kohtuullisesta tuotosta, jolloin oikaistun tuloksen laskennassa otetaan huomioon lattia- ja kattotasokorjaukseen liittyvän symmetrisyyskijän vaikutukset. Tässä tapauksessa lattiatasona toimiva keskeytyskustannusten nollassa rajaa suurimman mahdollisimman lattia- ja kattotasokorjauksen pienemmäksi kuin 20 % kohtuullisesta tuotosta. Toisin sanoen, jos keskeytyskustannusten vertailutaso on pienempi kuin 20 % kohtuullisesta tuotosta, voi lattiatasokorjauksen itseisarvo olla enintään yhtä suuri kuin kattotasokorjauksen itseis-

arvo. Kannustinvaikutukseen sisältyvä lattia- ja kattotasokorjaus sekä symmetrisyysskorjaus lasketaan vain tietyissä tilanteissa, ja tätä metodologiaa käsitellään tarkemmin kapaleessa 6. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

2.3.2 Tehostamiskannustin

Sähkömarkkinalain perusteella Energiaviraston verkonhaltijaan kohdistaman valvontatoiminnan yhtenä tavoitteena on verkonhaltijan toiminnan tehostaminen. Sähkömarkkinalain (386/1995) 38 a § 2 momentin 4 kohdan mukaan Energiaviraston vahvistuspäätöksessä voidaan määrätä verkkotoiminnan tehostamiseen kannustavasta tavoitteesta ja sen määrittämistavasta sekä menetelmästä, jolla tehostamistavoitetta sovelletaan hinnoittelussa. (Finlex 2004)

Sähkömarkkinalain muuttamisesta annetun hallituksen esityksen (HE 127/2004 vp) mukaan tehostamistavoitteen asettaminen edellyttää verkonhaltijan nykyisen tehostamispotentiaalin arviointia tehokkuusmittauksen avulla sekä toimialan tuottavuuden kasvumahdollisuuksien määrittämistä. Tehostamispotentiaali ja tuottavuuden kasvumahdollisuus muunnetaan vahvistuspäätöksessä valvontajaksoa koskevaksi tehostamistavoitteeksi. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Tehokkuuden mittaamisessa määritetään sähköverkkotoimialan tuottavuuden kasvumahdollisuus (yleinen tehostamistavoite) sekä selvitetään erot verkonhaltijoiden välisessä kustannustehokkuudessa ja yrityskohtainen tehostamispotentiaali suhteessa tehokkaimpiin verkonhaltijoihin (yrityskohtainen tehostamistavoite). Yleisen tehostamistavoitteen tarkoituksena on kannustaa kaikkia, myös tehokkuusmittauksessa tehokkaiksi havaittuja, verkonhaltijoita tehostamaan toimintaansa yleisen tuottavuuskehityksen mukaisesti. Yrityskohtaisen tehostamistavoitteen tarkoituksena on kannustaa tehokkuusmittauksessa tehottomaksi havaittua verkonhaltijaa saavuttamaan tehokkaan toiminnan taso. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Valvontamenetelmissä tehostamiskannustin muodostuu verkonhaltijalle asetettavasta verkonhaltijakohtaisesta tehostamistavoitteesta sekä verkonhaltijalle määritettävistä kohtuullisista tehostamiskustannuksista. Tehostamiskannustin otetaan huomioon verkonhaltijan toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa siten, että määritellyistä kohtuullisista tehostamiskustannuksista vähennetään toteutuneet tehostamiskustannukset. Tästä laskettu tulos vähennetään verkonhaltijan liikevoitosta laskettaessa toteutunutta oikaistua tulosta. Kannustimen vaikutus on siis:

$$\text{Tehostamiskannustimen vaikutus} = -(STOTEX - TOTEX) \quad (1)$$

missä	<i>STOTEX</i>	Verkonhaltijan kohtuulliset tehostamiskustannukset
	<i>TOTEX</i>	Verkonhaltijan toteutuneet tehostamiskustannukset

Tehostamiskannustin vaikuttaa verkonhaltijan kannalta positiivisesti (eli oikaistua tulosta pienentävästi), kun toteutuneet tehostamiskustannukset ovat pienemmät kuin

verkonhaltijalle määritellyt kohtuulliset tehostamiskustannukset. Vuoden aikana toteutuneet tehostamiskustannukset lasketaan verkonhaltijan kontrolloitavista operatiivisista kustannuksista ja verkonhaltijan kyseisen vuoden KAH -kustannuksen puoliosasta seuraavasti:

$$TOTEX = KOPEX + 0,5 * KAH \quad (2)$$

missä	<i>KOPEX</i>	Verkonhaltijan kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
	<i>KAH</i>	Verkonhaltijan sähköntoimituksen keskeytyksistä asiakkaille aiheutunut haitta

KAH -kustannuksen puoliosa lisättiin tehostamiskannustimeen kolmannelle valvontajaksolle, jotta vältettäisiin ”tehostaminen” sähköverkon toimitusvarmuuteen kohdistuvia kunnossapitokustannuksia karsimalla. Jakeluverkonhaltijan verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite sisältää sekä yleisen että yrityskohtaisen tehostamistavoitteen. Sen sijaan suurjännitteisen jakeluverkon haltijan verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite sisältää vain yleisen tehostamistavoitteen, joka on 2,06 %. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Kohtuulliset tehostamiskustannukset (STOTEX) lasketaan erityisen verkonhaltijakohtaisen tehokkuuskertoimen avulla, joka on määritelty StoNED (Stochastic Nonparametric Envelopment of Data) -menetelmällä, ja jossa lähtötietona ovat verkonhaltijan tiedot vuosilta 2005 - 2010. Nämä tiedot sisältävät verkonhaltijan toteutuneiden operatiivisten kustannusten määrän, asiakkaiden määrän, asiakkaille siirretyn energian määrän, verkkopituuden ja keskijänniteverkon kaapelointiasteen. StoNED -menetelmä ja kohtuullisten tehostamiskustannusten laskenta ovat lähinnä tilastotieteellistä ja kirjanpidoista analysointia eikä niiden tarkempi käsittely ole tarpeen tehostamiskannustimen periaatteiden ymmärtämiseksi. Menetelmät on kuvattu yksityiskohtaisesti kolmannen valvontajakson vahvistuspäätöksen liitteessä 1. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Tehostamiskannustinta on jouduttu valvontajakson aikana muuttamaan, sillä markkinaoikeus kumosi 21.12.2012 antamallaan päätöksillä (nro 427–501/2012) Energiaviraston sähkön jakeluverkonhaltijoille 23.11.2011 antamat vahvistuspäätökset ja palautti asiat Energiavirastolle uudelleen käsiteltäväksi ja uusien kolmatta valvontajaksoa koskevien vahvistuspäätösten tekemiseksi. Markkinaoikeus katsoi päätöksissään, että keskeytyskustannusten vaikutusta tehostamiskannustimessa on rajattava. Markkinaoikeus siis edellytti päätöksellään rajaamaan tehostamiskannustimen toteutuneen KAH -kustannuksen vaikutusta samantyyppisellä menetelmällä kuin laatukannustimen tapauksessa. Kyseinen rajoitin on kolmannelle valvontajaksolle 20 % lasketusta verkonhaltijan kohtuullisesta tuotosta. Markkinaoikeuden päätöksen mukaiseksi muokattu vahvistuspäätöksen liite 1 on luettavissa viraston verkkosivuilla. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

2.3.3 Investointikannustin

Kolmannen valvontajakson valvontamenetelmiin lisättiin uutena sähköverkkotoimintaa ohjaavana menetelmänä investointikannustin, jonka tarkoituksena on kannustaa verkkonhaltijaa kehittämään sähköverkkooaan ja investoimaan siihen riittävästi. Investointikannustin muodostuu kahdesta osasta, joista ensimmäisen muodostaa poistomenetelmä, joka huomioidaan toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa ja jonka tarkoitus on taata riittävä kannustin korvausinvestointien suorittamiseksi. Toinen osa muodostuu verkkonhaltijan riittävän investointitason ja voitonjakoluonteisten erien seurannasta. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Investointikannustin perustuu pohjimmiltaan sähköverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle muodostettavan jälleenhankinta-arvon määrittämiseen. Sähköverkon laskennallinen tasapoisto määritetään vuosittain sähköverkon jälleenhankinta-arvon perusteella. Verkkokomponenteittain laskettava sähköverkon laskennallinen tasapoisto määritetään vuosittain kunkin vuoden alun verkon jälleenhankinta-arvoa vastaavana. Yhden verkkokomponentin i osalta laskennallisen tasapoiston laskenta vuonna t on esitetty kaavassa 3:

$$JHATP_{t,i} = \frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_i} \quad (3)$$

missä	$JHATP_{t,i}$	Verkkokomponentin i laskennallinen tasapoisto vuonna t
	$JHA_{t,i}$	Verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t , vuoden t rahanarvossa
	$pitoaika_i$	Verkkokomponentin i pitoaika. Pitoajalla tarkoitetaan sitä aikaa, jonka verkkokomponentti todellisuudessa on toiminnallisessa käytössä ennen sen uusimista eli teknistaloudellista valvontamenetelmissä käytettyä pitoaikaa

Koko sähköverkon osalta laskennallinen tasapoisto lasketaan yksittäisille verkkokomponenteille määritettyjen tasapoistojen summana. Koko sähköverkon laskennallisen tasapoiston laskenta vuonna t on esitetty kaavassa 4.

$$JHATP_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_i} \right) \quad (4)$$

missä	$JHATP_t$	Verkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
-------	-----------	---

Jälleenhankinta-arvosta laskettavan tasapoiston tarkoitus on turvata verkkonhaltijalle riittävä tulotaso tarpeellisten korvausinvestointien tekemiseksi. Energiavirasto seuraa ja raportoi kolmannella valvontajaksolla vuosittain jälleenhankinta-arvosta laskettujen tasapoistojen ja tehtyjen korvausinvestointien suhdetta. Jos verkkonhaltija ei tee korvausinvestointeja riittävästi, syntyy laskennallisen tasapoiston ja tehtyjen korvausinvestoin-

tien erotuksesta niin kutsuttua korvausinvestointivajetta. Lisäksi virasto kerää ja raportoi tiedot verkonhaltijan verkkotoiminnan voitonjaonluonteisista eristä, kuten konserniavustuksista ja osingoista. Perusteena tälle on varmistaa investointeihin tarkoitettujen varojen tarkoituksenmukainen käyttö. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Investointikannustinta sovelletaan siten, että verkonhaltijan verkkotoiminnan toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa vähennetään eriytetyn tilinpäätöksen mukaisesta liikevoitosta (liiketappiosta) investointikannustimen vaikutus. Tämä vaikutus lasketaan niin, että verkonhaltijan sähköverkon oikaistusta jälleenhankinta-arvosta lasketuista tasapoistoista vähennetään verkonhaltijan kirjanpitoon perustuvat suunnitelman mukaiset poistot sähköverkosta. Kannustimen vaikutus voidaan kuvata kaavalla seuraavasti (Energiamarkkinavirasto 2013a):

$$\text{Investointikannustimen vaikutus} = -(\text{tasapoistot} - \text{suunnitelman mukaiset poistot}) \quad (5)$$

2.3.4 Innovaatiokannustin

Investointikannustimen ohella kolmannelle valvontajaksolle otettiin käyttöön täysin uutena menetelmänä innovaatiokannustin, mikä perustuu sähköverkkoon investoitavien uusien teknologioiden käyttöönoton tukemiseen. Esimerkiksi älykkäiden sähköverkkojen vaatimukset edellyttävät verkonhaltijoilta uusien järjestelmien ja tekniikoiden tutkimusta ja kehitystä, joista taas voi verkonhaltijoille aiheutua suuria tutkimus- ja kehityskustannuksia. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Innovaatiokannustimessa on kaksi osaa, joista ensimmäisen osan muodostavat kohtuulliseksi katsottavat tutkimus- ja kehityskustannukset. Kyseisten kustannusten tulee olla aktiivoimattomia ja niiden on koskettava sellaisia kehityskohteita, joiden käyttöönottoa ei ole vielä tehty eivätkä ne siten laskentahetkellä hyödytä verkonhaltijaa. Kohtuullisiksi tutkimus- ja kehityskustannuksiksi voidaan laskea verkonhaltijan liikevaihdon arvosta korkeintaan puolen prosentin verran kustannuksia. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Toinen osa innovaatiokannustimesta muodostuu enintään 63 ampeerin pääsulakkeilla varustettujen käyttöpaikkojen etäluettavan tuntimittauksen kohtuulliseksi katsottavasta lisäkustannuksesta, joka on 5 euroa käyttöpaikkaa kohden. Vaatimuksena sille, että käyttöpaikka lasketaan kuuluvan tuntimittausluentaan, on käyttöpaikka oltava osana tuntimittautustietojen perusteella tehtävää taseselvitystä. Innovaatiokannustimen vaikutus toteutuneeseen oikaistuun tulokseen lasketaan kaavan 6 mukaan:

$$\text{Innovaatiokannustimen vaikutus} = -(\text{kohtuulliset T\&K kustannukset} + \text{kohtuulliset tuntimittauksen lisäkustannukset}) \quad (6)$$

2.3.5 Toimitusvarmuuskannustin

Sähkömarkkinalain muutosten ja uusien jakeluverkon toimitusvarmuutta koskevien vaatimusten johdosta valvontamenetelmiin lisättiin toimitusvarmuuskannustin. Sen tarkoituksena on osaltaan ottaa huomioon vaatimusten perusteella jakeluverkonhaltijoille aiheutuvat vaikutukset. Kannustin lisättiin valvontamenetelmiin 29.11.2013 ja siinä määriteltyjä menetelmiä sovelletaan valvontajakson vuosina 2014 ja 2015. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Kannustimen ensimmäinen osio huomioi sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät ennakkoiset korvausinvestoinnit ja uudet kunnossapito- ja varautumistoimenpiteet. Korvausinvestoinnit otetaan huomioon toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa osana toimitusvarmuuskannustinta siten, että korvattavien 20 kV ja 0,4 kV verkkokomponenttien valvontamenetelmien mukainen NKA -jäännösarvo hyväksytään alaskirjaukseksi toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa. Kyseinen NKA -jäännösarvo on siis komponentin valvontamenetelmien mukainen alaskirjaushetken nykykäyttöarvo, joka jää jäljelle, kun komponentti korvataan ennen pitoajan päättymistä. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Mahdollisuus alaskirjaukseen koskee vain tiettyjä komponentteja, jotka ovat 20 kV jännitetasen ilmajohdot, pylväsmuuntamot, ilmajohtoverkon johtoerottimet ja kauko-ohjatut erotinasemat. 0,4 kV jännitetasolla huomioidaan ennen pitoajan päättymistä korvattavat ilmajohdot. NKA -jäännösarvon laskenta toteutetaan komponenttikohtaisesti ja alaskirjaus on mahdollista tehdä vain kertaalleen kunkin komponentin purkuvuoden osalta.

Toimitusvarmuuskannustimen toinen osa huomioi toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät uudet kunnossapito- ja varautumistoimenpiteet. Huomionarvoista on, että näitä uusista toimenpiteistä aiheutuvia kustannuksia ei vähennetä tehostamiskannustimessa laskettaessa vuosittaisia toteutuneita tehostamiskustannuksia. Toimitusvarmuuskannustimeen sisällytettäviä kustannuksia ei ole mahdollista sisällyttää innovaatiokannustimeen.

Uusiksi toimenpiteiksi kunnossapidon ja varautumisen suhteen voidaan esittää seuraavia eräitä:

- Keski-jännitteisen jakeluverkon läheisyydessä sijaitsevan metsän hoidon tason nostaminen ja sen tehostetut toimenpiteet, pois lukien johtoalueeseen kohdistuvat toimenpiteet.
- Kustannukset, jotka johtuvat viranomais- ja asiakasviestintään tarkoitettujen järjestelmien kehittämisestä, ylläpidosta ja käytöstä. Käyttökustannuksia aiheutuu silloin, kun näitä järjestelmiä käytetään sähkömarkkinalain 29 ja 59 §:ssä tarkoitettuun verkonhaltijan tiedottamiseen viranomaisille tai asiakkailleen, kun sähköjakelu on keskeytynyt jakeluverkon alueella merkittävässä laajuudessa.

3 SÄHKÖVERKKO JA TOIMITUSVARMUUS

Luku käsittelee aluksi sähkön hinnan kokonaiskehitystä maailmalla ja sitä, kuinka Suomen hinnat suhteutuvat Euroopan tasoon. Tämän jälkeen luvussa havainnollistetaan Suomen sähköverkon rakennetta ja sen erityispiirteitä sekä edellisten kehitystä vuosien saatossa. Lisäksi luvussa kerrotaan, mitä sähköverkon toimitusvarmuus pitää sisällään, mikä on lukujen keräämisen merkitys ja miten toimitusvarmuutta nykyään mitataan.

3.1 Sähkön kokonaishinnan kehitys ja verkon ikääntymisen

Euroopan lisäksi myös Yhdysvalloissa on havahduttu sähkön kokonaishinnan kasvuun. (Pentland 2013) Kehitys tulee suurella varmuudella pysymään samansuuntaisena, sillä uusi sähkömarkkinalaki edellyttää merkittäviä investointeja verkkoon sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi. (HE 20/2013 vp 2013) Energiaviraston omissa tutkimuksissa on lisäksi havaittu monen verkonhaltijan kohdalla selkeä niin sanottu korvausinvestointivaje johtuen pitkäaikaisesta korvausinvestointien laiminlyönnistä. Tämä vaje tulee siis kyseisille verkonhaltijoille maksettavaksi lähitulevaisuudessa uuden sähkömarkkinalain edellyttämien toimitusvarmuuden parantamiseen tähtäävien investointien lisäksi. (Siukola 2013)

Sama velka on huomattu olevan osana myös Yhdysvaltojen sähköverkoja, jossa esimerkiksi vuoden 2013 alussa 60 % katkaisijoista on yli 30 vuotta vanhoja. (Pentland 2013) Vaikka tämä tieto ei kerro koko totuutta verkon iästä tai kunnosta, voidaan katkaisijaa pitää sähköverkon luotettavuuden suhteen keskeisenä komponenttina, jonka toimintavarmuus ja -nopeus ovat vian sattuesssa ensiarvoisen tärkeitä. Molemmat edellä mainitut ominaisuudet ovat väistämättä heikompia vanhojen komponenttien kohdalla.

Yhdysvalloista poiketen, tilanne ei Suomessa ole sähköverkon suojauksen suhteen kovinkaan ongelmallinen, sillä sähköverkon monet sähkönjakelun keskeytysten vaikutuksia pienentävät komponentit eivät ole erityisen iäkkäitä. Esimerkkinä 20 kV jakeluverkon kauko-ohjattavat erotinasemat, joiden valvontamenetelmien mukainen keski-ikä jakeluverkonhaltijoilla oli vuoden 2013 alussa noin 12 vuotta, keskimääräisen pitoajan ollessa noin 29 vuotta. Aiemmin mainittu korvausinvestointivaje ei siis Suomessa johdu sähköverkon suojauksen komponenttien iästä. (Energiavirasto 2014)

Toisaalta taas 20 kV avojohtoverkko on Suomessa melko vanhaa; valvontamenetelmien mukainen keski-ikä 20 kV avojohdoille on noin 28 vuotta. Tämä on varsin korkea ikä ensinnäkin siksi, että keskimääräinen pitoaika avojohdoille on 42 vuotta. Toiseksi, valvontamenetelmien mukaan laskettu keski-ikä määritetään siten, että ikätiedon laskeminen komponentille ”pysähtyy” pitoaikaan, jolloin sitä vanhempien kompo-

nenttien ikätietoina käytetään pitoaikaa. Esimerkiksi, jos pitoaika on 42 vuotta, niin kaikki tätä vanhemmat yksittäiset komponentit lasketaan keski-ikä tietoon siten, kuin niiden ikä olisi tasan 42 vuotta. Todellinen avojohtojen keski-ikä voi siis olla ja hyvin todennäköisesti onkin suurempi kuin 28 vuotta. (Energiavirasto 2014)

Suurelta osin keskijännitteisen avojohtoverkon muutoksista johtuvia toimitusvarmuuden parantamisen kustannuksia tarkastellessa on kuitenkin pidettävä mielessä se tosiasia, että muihin korkean kehityksen maihin verrattuna Suomessa ei tällä hetkellä ole kovinkaan suurta ongelmaa sähkön kokonaishinnan suhteen. Esimerkiksi vuoden 2012 lopulla keskimääräinen sähkön kokonaishinta Suomessa oli kotitalouksilla 15,6 senttiä kilowattitunnilta, kun se esimerkiksi Tanskassa oli 29,7 senttiä eli lähes kaksinkertainen. (Helsingin Sanomat 2013b) Myös Saksassa kotitalousasiakkaan sähkö oli huomattavasti Suomea kalliimpaa, keskimäärin 26,8 snt/kWh, kun EU-maiden keskitaso sähkön hinnalle oli 19,7 snt/kWh vuoden 2012 toisella puoliskolla. Suomessa siirtohinnat muodostavat sähkön kokonaishinnasta kotitalousasiakkaan tapauksessa noin puolet. (Energiamarkkinavirasto 2013b)

3.2 Suomen sähköverkon kehitys ja nykyinen rakenne

Ennen kuin voidaan alkaa lähemmin tarkastella Suomen sähköverkon toimitusvarmuutta ja vertailla sitä maanosien ja eri maiden kesken, on hyvä ymmärtää sähköverkon nykyinen rakenne. Yhtä lailla tärkeää on tutkia viimeisimpien vuosien kehitystä, jolloin voidaan hahmottaa, mihin suuntaan ollaan menossa ja toisaalta, miten nopeaa muutos on ollut. Tästä voidaan myös tehdä johtopäätöksiä sen suhteen, kuinka tarpeellisia uuden sähkömarkkinalain vaatimukset toimitusvarmuuden suhteen ovat.

3.2.1 Sähköverkon historiaa

Sähköistyminen Suomessa sai alkunsa Tampereelta, kun Thomas Alva Edisonin yritys toimitti sähköllä toimivan valaistuksen Finlaysonin kutomosaliin vuonna 1882. Vain neljä Euroopan kaupunkia ehti sytyttämään sähkövalonsa ennen Tamperetta: Pariisi, Strasbourg, Milano ja Lontoo. Finlaysonin tehtaalle perustettiin myös Suomen ensimmäinen sähkölaitos, ja siten tehdas oli lähtölaukaus Tampereen ja myöhemmin koko Suomen sähköistämiseksi. (TUKES 2013; Lehtimäki n.d.)

Sähkölaitoksia perustettiin 1900-luvun alussa koskien varsille varsin ripeää tahtia, ja vuosina 1917 - 1925 maaseutuslaitosten määrä kasvoikin 130:sta 450:een. Vuonna 1928 säädetty pakkolunastuslaki helpotti entisestään sähköistämisen prosessia, sillä sen avulla sähkölaitoksilla oli mahdollisuus hankkia sähköjohtoja varten maa-alueet, mikäli sopimusta maanomistajan kanssa ei muuten saatu syntymään. 1930-luvun lopulla yli puolet Suomen maaseudun talouksista oli sähköistetty ja tietyvästi käytännössä kaikki kaupunkien taloudet. Talvisodan alkuun mennessä vuoden 1939 lopulla noin 90 % Suomen teollisuuden työvoimakapasiteetista toimi sähköllä. (TUKES 2013)

Maaseudun sähköistäminen eteni nopeasti 1950-luvulla, kun Suomen Neuvostoliitolle maksamat sotakorvaukset oli suoritettu ja pahin niukkuuden aika ohitse. (Pohjois-

Karjalan Sähkö Oy 2013) Tämän jälkeen vuonna 1965 Valtioneuvosto asetti komitean, jonka tehtävänä oli selvittää Suomen harvaan asuttujen alueiden sähköistämistä. (TUKES 2013) Näin rakentui Suomen hyvin pitkälti avojohtoihin perustuva koko maan kattava sähkönjakelun infrastruktuuri. Suomen sähkönjakelu nojaa siis hyvin pitkälti luonnonilmiöille alttiiseen avojohtoverkostoon, eikä siten ole ollut täysin ongelmatonta luoda uusia toimitusvarmuusedellytyksiä, muun muassa uusista toimitusvarmuuskriteereistä johtuvan verkkojen rakenteellisen muutoksen vuoksi. (Partanen et al. 2012)

3.2.2 Kantaverkko ja suurjännitteinen jakeluverkko

Sähkön siirrosta kantaverkossa vastaa elokuussa 1997 perustettu Fingrid Oyj. Yhtiö omistaa suurvoimansiirtoon tarvittavan kantaverkon (400 kilovoltin, 220 kilovoltin ja tärkeimmät 110 kilovoltin johdot) lisäksi myös rajayhdysjohdot Suomesta Ruotsiin, Norjaan, Venäjälle ja Viroon. Fingrid Oyj muodostaa keskeisen osan valtakunnan sähköjärjestelmää. Sähkömarkkinalaki asettaa kantaverkkoyhtiön toiminnalle erinäisiä tasapuolisuus- ja puolueettomuusvaatimuksia. (Energiamarkkinavirasto 2013c)

Ne 110 kilovoltin siirtojohdot, jotka eivät kuulu kantaverkkoon, muodostavat suurjännitteisen jakeluverkon tai on liitetty osaksi jakeluverkkoa. Kirjoitushetkellä tällaisia verkkoja on hallinnassaan 12 suurjännitteisen jakeluverkon haltijalla sekä noin 60 muulla verkonhaltijalla. (Energiavirasto 2014) Suurjännitteisten jakeluverkkojen määrän odotetaan seuraavina vuosikymmeninä vähentyvän uuden sähkömarkkinalain myötä, sillä lain on tulkittu ohjaavan liittämään sähkön kulutuksen ja tuotannon suuret keskittymät kantaverkkoon. (Liimatainen 2013)

3.2.3 Jakeluverkko

Jakeluverkko sisältää aina keski- ja pienjännitetason, mutta usein jakeluverkonhaltijat omistavat myös 110 kV suurjännitteistä jakeluverkkoa. Jakeluverkon keski-jännitteisen osan määritelmä käsittää Energiaviraston tulkinnan mukaisesti jännitetasot, joiden kolmivaiheinen nimellisjännite on yli 1 kV, mutta alle 70 kV. Valtaosa keski-jännitteisestä jakeluverkosta toimii nimellisjännitteellä 20 kV, mutta on vielä olemassa alueita, joiden sähkönjakelu on toteutettu vanhoilla 45 kV avojohdoilla. Toisaalta eräät kaupungit, kuten Helsinki, käyttävät edelleen kaupungin keskustan sähkönjakelussaan 10 kV maakaapeleita. (Helsingin Energia n.d.) Pienjännitteinen verkko käsittää vähintään 0,4 kV, mutta enintään 1 kV nimellisjännitteiset verkon osat.

Erityisesti tilastointia ja tiettyjä kansainvälisiä tehtäviä hoidettaessa on tärkeää huomata, että jännitetasojen määritelmät eivät ole yksiselitteiset ympäri maailmaa tai edes Pohjoismaiden kesken. Esimerkiksi Norjassa suurjännitteisen verkon ehtona on yli 33 kV nimellisjännite, kun taas Tanskassa on olemassa kaksi erillistä määritelmää keski-jännitteiselle verkolle, 1 – 25 kV ja 25 – 70 kV. (Council of European Energy Regulators 2012)

3.2.4 Sähköverkon tulevaisuus

Maakaapelointi ja muut uuden sähkömarkkinalain määrittämän toimitusvarmuuden tason saavuttamiseen tehtävät toimenpiteet sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi eivät kuitenkaan ole täysin ongelmattomia, kuten eräissä tapauksissa on huomattu. (Helsingin Sanomat 2013a) Toimitusvarmuuskriteerien täyttämisen asettamat haasteet liittyvät muun muassa verkkotyypin ja -topologian muutoksiin, sillä kymmeniä vuosia vanhat metsän poikki kulkevat keskijännitteiset avojohdot eivät ole välttämättä enää tarkoituksenmukaisia kriteerien täyttämiseen. Toisaalta sähkön käyttäjäkunta voi olla monissa tapauksissa muuttunut hyvinkin merkittävästi kymmenien vuosien takaisesta, kun näitä linjoja alun perin metsän poikki rakennettiin. Näin ollen joissakin tapauksissa verkon rakenteen ja topologian muutokset tulevat muustakin syystä tarpeeseen kuin pelkästään toimitusvarmuuden parantamiseksi.

Uuden lain mukaisia toimitusvarmuustavoitteita tavoiteltaessa on muistettava, että maakaapelointi ei ole ainoa keino saavuttaa riittävä sähkönjakelun luotettavuus. Alueesta riippuen hyvinkin merkittävä osa uudesta verkosta voidaan toteuttaa paljailla tai päällystetyillä ilmajohdoilla. Lain tarkoituksena ei siis ole vaatia täydellistä maakaapelointia, vaan jättää verkonhaltijoiden päätettäväksi ne kustannustehokkaimmat toimenpiteet, mitä kiristyvät toimitusvarmuustavoitteet edellyttävät. (HE 20/2013 vp 2013)

Regulaattorin tehtävänä on siis toimitusvarmuustavoitteiden toteutumisen varmistamisen lisäksi myös valvoa, että toimenpiteet ovat kustannustehokkaita. Asia on ilmaistu varsin tyhjentävästi sekä Yhdysvaltoja että Kanadaa koetellutta suurta sähkökatkosta käsittelevässä raportissa (U.S.-Canada Power System Outage Task Force 2004):

”Regulators must ensure that competition does not erode incentives to comply with reliability requirements, and that reliability requirements do not serve as a smokescreen for noncompetitive practices.”

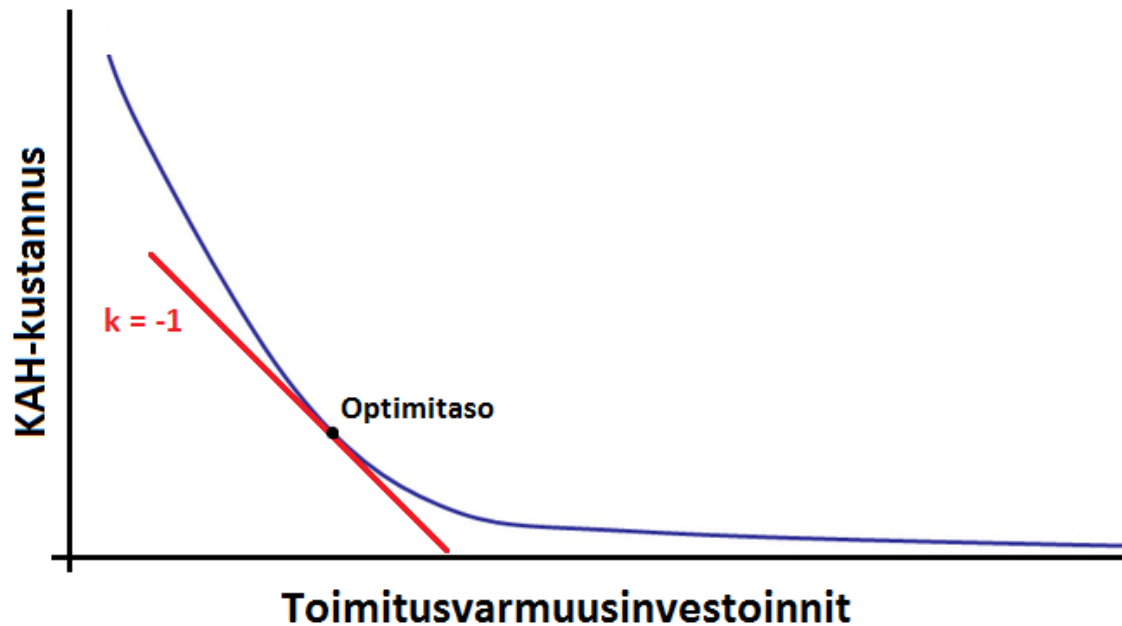
3.3 Keskeytyksistä aiheutunut haitta ja sen vaikutukset

Luvussa käsitellään aluksi kansantaloudellista näkökulmaa sähkönjakelun keskeytysten suhteen. Sen jälkeen luvussa selvitetään keskeytyksistä aiheutuneen haitan (KAH) määrittely Energiaviraston valvontamenetelmien tapauksessa. Luku käsittelee myös lyhyesti Norjan regulaattorin edistyneitä menetelmiä KAH -kustannuksen määrittämiseen. Tarkemmin KAH -kustannuksen laskennan parannusehdotuksia käsitellään luvussa 6.

3.3.1 Kansantaloudellinen näkökulma

Keskeytyksistä aiheutunut haitta voidaan nähdä ensisijaisesti kansantaloudellisena haittana, jolloin myös toimitusvarmuuden parantamisen kustannuksia tulisi tarkastella samassa kehyksessä siten, että viime kädessä tavoitteena on löytää sosioekonominen optimitaso. Tässä optimitilanteessa sähköverkon toimitusvarmuuteen investoitu rahamäärä vähentäisi keskeytyksistä aiheutuneita kokonaiskustannuksia kyseistä rahamäärää enemmän ja vastavuoroisesti toimitusvarmuuden ylläpidosta pois otettu rahamäärä ai-

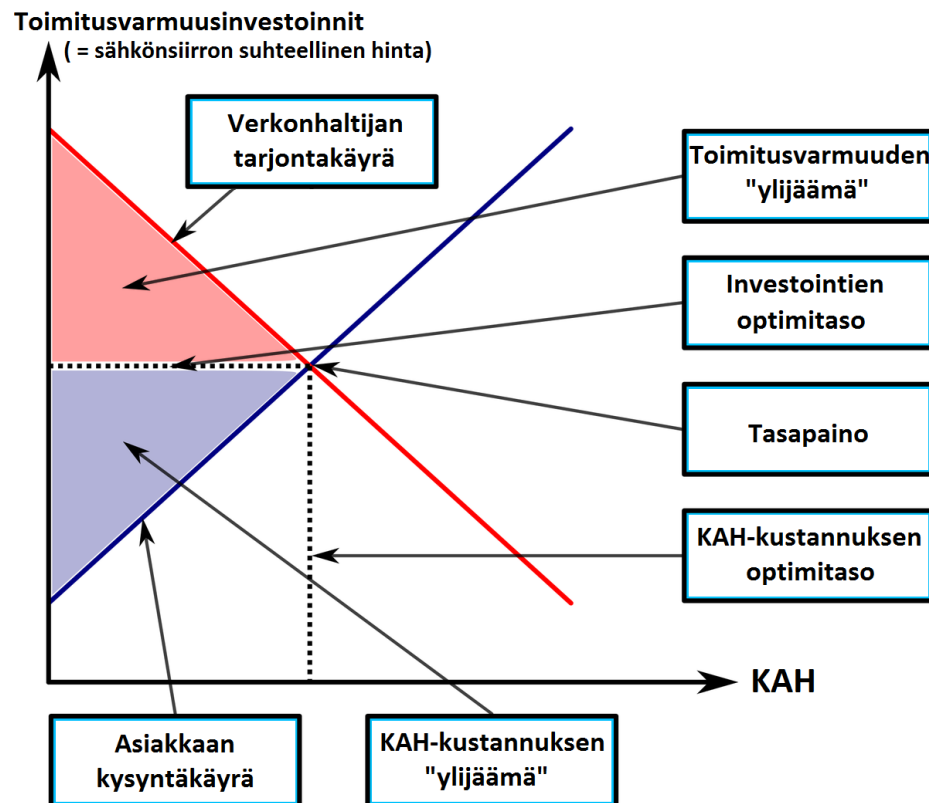
heuttaisi kyseistä rahamäärää suuremman keskeytyksistä aiheutuneen kokonaiskustannuksen. Tätä suhdetta on havainnollistettu seuraavassa kuvaajassa 3.1.



Kuvaaja 3.1. KAH -kustannuksen ja toimitusvarmuusinvestointien kansantaloudellinen suhde

Optimitaso on siis se piste, missä käyrän kulmakerroin k saavuttaa arvon -1 . Jotta kuvaajan 3.1. mukainen optimitaso olisi löydettävissä, on kyettävä määrittämään KAH -kustannus ja toimitusvarmuusinvestoinneista aiheutuvat kustannukset. Luonnollisesti kyseessä on vain periaatteellinen kuva, jonka tarkoituksena on havainnollistaa sitä, kuinka tärkeää on tieto todellisesta KAH -kustannuksesta sekä toimitusvarmuuden parantamisen aiheuttamista kuluista. Kuvassa havainnollistetaan myös sitä, että vaikka yleisesti ottaen sähköverkon toimitusvarmuuden odotetaan parantuvan jatkuvasti, niin verkon täysi häiriöttömyys ei ole kansantaloudellisesti järkevää.

Perinteisestä hinnan (P) ja määrän (Q) kansantaloudellista suhdetta havainnollistavasta kuvaajasta (Pekkarinen & Sutela 2007) voidaan muodostaa pienillä muokkauksilla myös toimitusvarmuuden ja KAH -kustannuksen suhdetta käsittelevä kuvaaja. Tässä y-akseli on hinnan sijasta toimitusvarmuusinvestointeihin käytetty raha ja x-akseli määrän sijasta toteutuneen KAH -kustannuksen. Kuvaajassa 3.2. niin kutsutulla verkonhaltijan tarjontakäyrällä tarkoitetaan toimitusvarmuuden lisäämisen aiheuttamia kustannuksia ja asiakkaan kysyntäkäyrällä hintaa, jonka asiakas olisi valmis maksamaan toimitusvarmuuden parantamiseksi.



Kuvaaja 3.2. Toimitusvarmuusinvestointien ja KAH -kustannuksen kansantaloudellinen analyysi

Suurena kynnyskysymyksenä edellisissä kuvaajissa 3.1. ja 3.2. havainnollistetun optimitason löytämiseen eivät ole toimitusvarmuuden parantamisen kustannukset, jotka usein tiedetään tapauskohtaisesti hyvinkin tarkkaan, vaan keskeytyksistä aiheutuneen haitan kustannukset. On käytännössä mahdotonta sanoa, kuinka tarkasti nykyisellään käytössä olevat KAH -arvot kuvastavat todellista haittaa, sillä tämä edellyttäisi jokaisen yksittäisen keskeytyksen aiheuttaman haitan laskemista jokaiselle asiakkaalle erikseen, käyttäen jokaisen asiakkaan tapauskohtaista hinnoittelua. Tämä olisi luonnollisesti täysin mahdotonta ja siksi nykyisten KAH -arvojen tarkoituksena onkin ollut löytää keskimääräinen taso käyttäen sähkötehoa ja -energiaa muuttuvina tekijöinä.

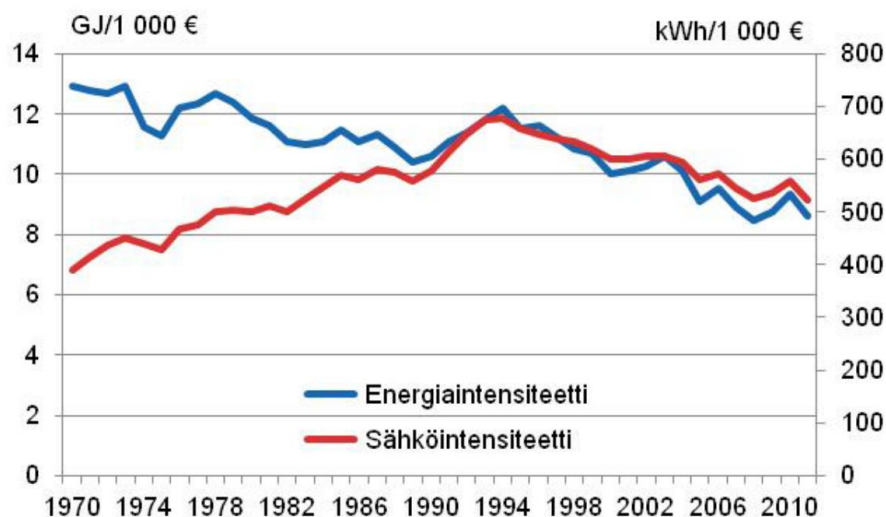
3.3.2 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan määrittäminen

Nykyiset keskeytyksistä aiheutuneen haitan arviointiin käytetyt luvut ovat peräisin vuonna 2005 valmistuneesta raportista *Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta*. (Silvast et al. 2005) Raportin pohjalta laadittiin vuonna 2007 toinen raportti, jossa määritettiin keskimääräistä tasoa kuvaavat energiapainotetut KAH -arvot, joiden avulla KAH -kustannus verkonhaltijoille Energiaviraston toimesta lasketaan. (Honkapuro et al. 2007) Raportin suositusten mukaisesti KAH -arvoja on päivitetty vuosittain vastaamaan silloista kustannustasoa, aluksi toisella valvontajaksolla rakennuskustannusindeksiä

(RKI) käyttäen, ja nykyään kolmannella valvontajaksolla kuluttajahintaindeksiä (KHI) käyttäen.

Korjausindeksien käyttö on hyvin perusteltavissa jo muun muassa sen vuoksi, että tekniikan kehittyessä myös sähköenergian käyttö on tehostunut. Tätä sähkön energiatehokkuutta voidaan kuvata sähköintensiteetillä, mikä kertoo sähköenergian kulutuksen suhteessa bruttokansantuotteeseen. Sähköintensiteetti siis kertoo, kuinka paljon sähköä maassa kulutetaan suhteessa kansantaloudelliseen tuotantoon.

Koska Suomessa sähköintensiteetti on viime vuosina selkeästi vähentynyt, keskeytysten aiheuttama haitta lienee vastaavasti noussut, sillä keskeytysten aiheuttama kansantaloudellinen haitta tuotannolle on kilowattituntia kohden suurempi. Oletetaan kuitenkin, että muut energiamuodot eivät ole merkittävässä määrin ottaneet sähkön paikkaa energian lähteenä, mikä lienee uskottavaa. Pienempi sähköintensiteetti tarkoittaa siis suurempaa sähköenergian arvostusta tuotannon kannalta ja esimerkiksi sähkölaitteiden energiatehokkuuden parantuminen laskee sähköintensiteettiä. Sähköintensiteetin kehitystä vuosina 1970 – 2011 on havainnollistettu kuvaajassa 3.3.



Kuvaaja 3.3. Energia- ja sähköintensiteetti Suomessa vuosina 1970 - 2011 (Tilastokeskus 2012)

Lappeenrannan teknillisen yliopiston ja Tampereen teknillisen yliopiston vuonna 2005 laatimassa raportissa selvitetty keskeytyksistä aiheutunut haitta määriteltiin varsin monelle eri asiakastyypille ja myös keskeytystyyppejä oli mukana varsin kattava määrä. Toisaalta tutkimus ja johtopäätösten tekeminen olivat kaikkea muuta kuin yksiselitteistä. Yksi erityisen selkeästi esille tullut ongelma oli monissa vastauksissa ilmennyt haittan liioittelu. Kuten itse tutkimuksessakin todetaan, tämä saattaa olla merkki tarkoitushakuisesta toiminnasta. Toisaalta sama ongelma oli eräissä vastauksissa myös toiseen suuntaan eli haittan arvostaminen nolllaksi, vaikka lyhyestäkin keskeytyksestä voi tietyllä hetkellä olla haittaa asiakastyypistä riippumatta.

Raportissa epärealistisiksi todettujen vastausten aiheuttamaa ongelmaa pyrittiin tutkimuksessa ratkaisemaan käyttämällä keskiarvon sijasta mediaania. Jokaisen asiakasryhmän tuloksia analysoitiin samankaltaisilla menetelmillä ja myös mediaanin käyttö perusteltiin yhtenäisellä käytännöllä eli mikäli keskiarvo ja mediaani eroavat suuresti toisistaan, on aineiston keskilukuna syytä luottaa mediaaniin.

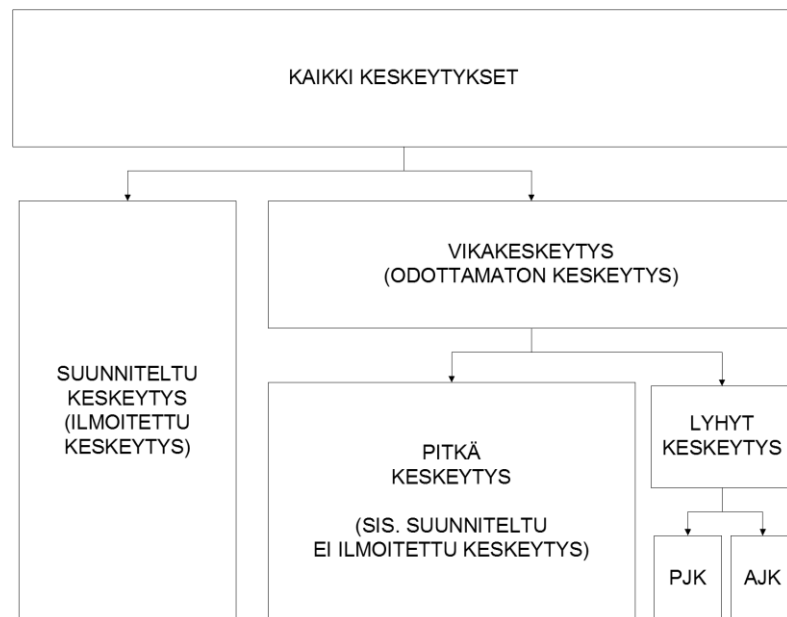
Lisähuomiona on todettava, että asiakkaat, joilla sähkökatko aiheuttaa erittäin suuren haitan, tulisi laskea joka tapauksessa erityistä sähkön laatua edellyttävien sopimusten piiriin, sillä tavallinen sähkösopimus olettaa asiakkaan sietävän kohtuullisen määrän keskeytyksiä vuodessa. Toisin sanoen, mikäli asiakas vaatii tavallista korkeampaa sähkön toimitusvarmuutta, ei hänen sähköntoimitustaan tulisi kuitenkaan rahoittaa kaikkien asiakkaiden siirtomaksuista vaan erityisjärjestelyt laskutettaisiin erikseen.

Nämä erityistapaukset olisi ollut hyvä sulkea pois tutkimuksesta, ja sen sijaan ottaa mukaan esimerkiksi vain asiakkaat, joille sähköä toimitetaan normaalien sähköntoimitusehtojen mukaisesti ja joilla ei ole mitään merkittäviä erityisjärjestelyjä sähkönjakelun keskeytyksiä varten kuten varavoimakoneita. Tällöin olisi ollut mahdollista määrittää tavallisten asiakkaiden keskeytyksistä aiheutunut haitta, ja ylisuuria vastauksia olisi saattanut olla vähemmän.

3.3.3 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskenta jakeluverkonhaltijoille

Sähkön laatustandardissa SFS-EN 50160 keskeytykset luokitellaan vikakeskeytyksiin ja suunniteltuihin keskeytyksiin. Suunnitelluiksi keskeytyksiksi lasketaan tilanteet, joissa keskeytyksestä on ilmoitettu asiakkaille etukäteen ja muut keskeytykset lasketaan vika-keskeytyksiksi. Joskus suunnitellulle keskeytykselle voi tulla kiireellinen tarve, jolloin asiakkaille ei ehditä asiasta ilmoittamaan. Vaikka keskeytys on hallittu, lasketaan tämän kaltainen keskeytys vikakeskeytykseksi, koska se on asiakkaan näkökulmasta odottamaton.

Vikakeskeytykset jaetaan lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin. Standardissa rajaksi määritellään kolme minuuttia, jota lyhyemmät keskeytykset luokitellaan lyhyisiin keskeytyksiin. Käytännössä lyhyet keskeytykset muodostuvat aika- ja pikajälleenkytkennöistä. Keskeytykset on määritelty kuvan 3.1. mukaisesti. (Suomen standardoimisliitto SFS ry 2010)



Kuva 3.1. Keskeytysten luokittelu (Energiateollisuus ry 2012)

Keskeytykset ja niiden kestoajat huomioidaan KAH -kustannuksen laskennassa taulukon 3.1. mukaisesti. Hinnat perustuvat vuonna 2007 valmistuneeseen raporttiin, mikä taas pohjautuu vuonna 2005 tehtyyn selvitykseen sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuvasta haitasta. (Silvast et al. 2005; Honkapuro et al. 2007) Selvityksissä keskeytyksestä aiheutuvan haitan arvo on määritelty lukuisille eri asiakastyypeille, joista asiakasryhmien kokoja painottaen on laskettu kaikille asiakasryhmille yhteiset taulukon 3.1. mukaiset hinnat.

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleen- kytkentä	Pikajälleen- kytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suun}$	$h_{W,suun}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Taulukko 3.1. Keskeytystyyppien hinnat KAH -kustannuksen arvioinnissa vuoden 2005 rahanarvossa. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

KAH -arvoja käytetään valvontamenetelmissä energiapainotettuina, minkä avulla eri määrän sähköä käyttävät asiakkaat voidaan laskea mukaan KAH -kustannukseen tarkemmin. Tämä on tarkoituksenmukaista muun muassa siksi, että eri verkonhaltijoiden asiakastyypit eivät ole samassa suhteessa jakautuneet. Energiapainotuksen käyttö mahdollistaa esimerkiksi vähän sähköä käyttävän vapaa-ajan asunnon ja sähkölämmitteisen omakotitalon arvottamisen eri tavalla. Muun muassa Tanskassa käytössä olevat SAIDI -

ja SAIFI -tunnusluvut eivät sisällä tätä ominaisuutta, mikä on omiaan lisäämään sähköverkkotoiminnan tarkasteluun epätarkkuutta.

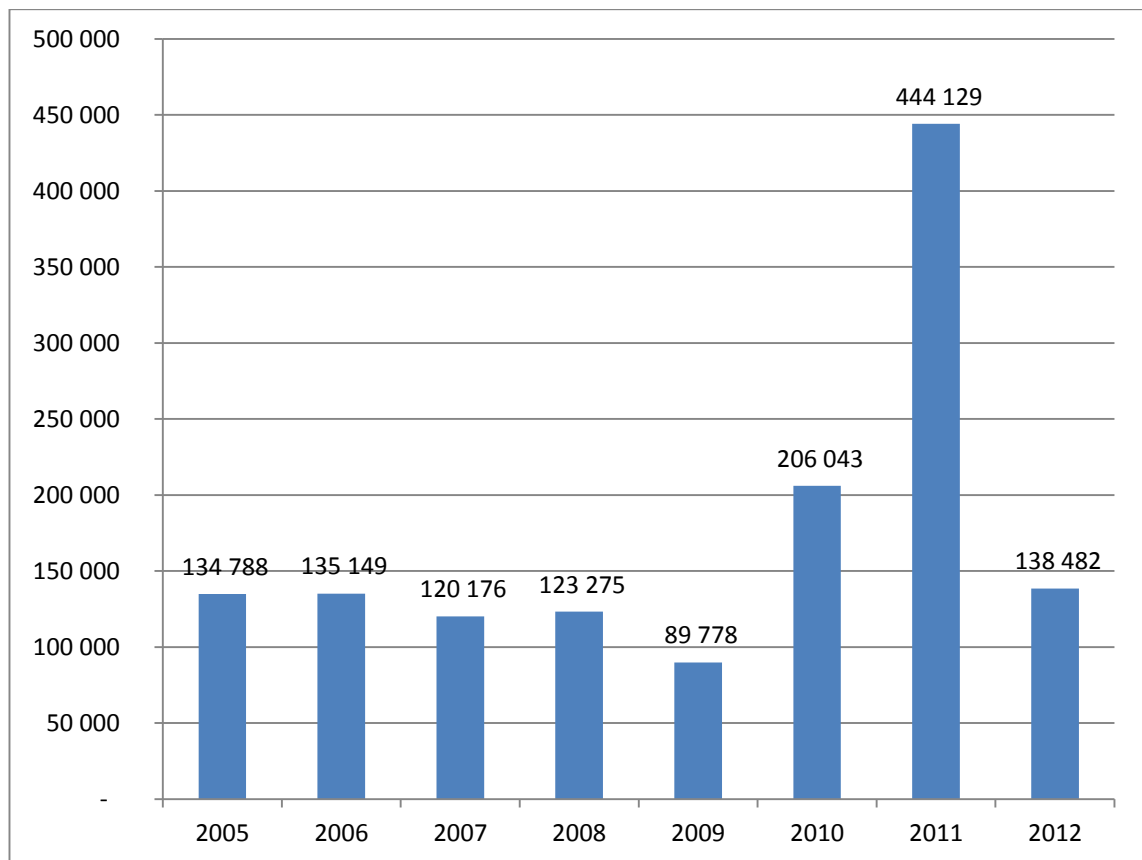
Keskeytyksistä aiheutunut haitta lasketaan kertomalla taulukon 3.1 mukaiset hinnat verkonhaltijan Energiavirastolle toimittamilla energiapainotetuilla toimitusvarmuutta kuvaavilla tunnusluvuilla ja kertomalla ne luvusta riippuen asiakkaille siirretyllä keskimääräisellä teholla tai vuosienenergiolla. Koska käytetyt hinnat on ilmoitettu vuoden 2005 rahanarvossa, on tulos vielä kerrottava vuosien välisen kuluttajahintaindeksin suhteella, jotta KAH -kustannus saadaan vastaamaan kyseisen vuoden todellista arvoa. KAH -kustannus lasketaan seuraavasti:

$$KAH_{t,k} = \left(\frac{KA_{odott,t} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \cdot h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \cdot h_{W,suunn}}{AJK_t \cdot h_{AJK} + PJK_t \cdot h_{PJK}} \right) \cdot \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \cdot \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} \right) \quad (7)$$

missä	$KAH_{t,k}$	Toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t, vuoden k rahanarvossa, euroa
	$KA_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
	$h_{E,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
	$KM_{odott,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
	$h_{W,odott}$	Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
	$KA_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t, tuntia
	$h_{E,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kWh
	$KM_{suunn,t}$	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
	$h_{W,suunn}$	Suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
	AJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta

h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
PJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergia painotettu keskeytysmäärä vuonna t, kappaletta
h_{PJK}	Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kW
W_t	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t, kWh
T_t	Vuoden t tuntien lukumäärä
KHI_{k-1}	Kuluttajahintaindeksi vuonna k-1
KHI_{2004}	Kuluttajahintaindeksi vuonna 2004

Kuvaajassa 3.4. on jakeluverkonhaltijoiden yhteenlaskettu KAH -kustannus siltä ajalta, kun tunnuslukuja KAH -kustannuksen laskemiseksi on kerätty. Kuvasta on varsin selkeästi havaittavissa vuoden 2010 heinä-elokuun rajuilmat ja erityisesti Tapaninpäivän 2011 myrskyt, jotka aiheuttivat laajaa tuhoa jakeluverkonhaltijoiden sähköverkkoihin. (Onnettomuustutkintakeskus 2011; Partanen et al. 2012; Energiamarkkinavirasto 2012a)



Kuvaaja 3.4. Sähkön jakeluverkonhaltijoiden keskeytyksistä laskennallisesti aiheutunut haitta (KAH -kustannus) 2005 - 2012, tuhansia euroja. (Energiavirasto 2014)

3.3.4 Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskenta suurjännitteisen jakeluverkon haltijoille

Suurjännitteisen jakeluverkon keskeytyksistä aiheutunutta haittaa laskettaessa otetaan huomioon vain taulukon 3.1 kolme ensimmäistä termiä, jolloin KAH -kustannuksen kaava on seuraava:

$$KAH_{t,k} = \left(\frac{KA_{odott,t} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot h_{W,odott}}{KA_{suunn,t} \cdot h_{E,suunn}} + \right) \cdot \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \cdot \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} \right) \quad (8)$$

missä	$KA_{odott,t}$	Eri jännitetasojen (110, 220 ja 400 kV) liityntäpistettä kohden ilmoitetuista odottamattomista keskeytysajoista laskettu liityntäpisteiden lukumäärällä painotettu keskiarvo vuonna t , tuntia
	$KM_{odott,t}$	Eri jännitetasojen (110, 220 ja 400 kV) liityntäpistettä kohden ilmoitettujen odottamattomien keskeytysten lukumäärästä laskettu liityntäpisteiden lukumäärällä painotettu keskiarvo vuonna t , kappaletta
	$KA_{suunn,t}$	Eri jännitetasojen (110, 220 ja 400 kV) liityntäpistettä kohden ilmoitetuista suunniteltujen keskeytysten keskeytysajoista laskettu liityntäpisteiden lukumäärällä painotettu keskiarvo vuonna t , kappaletta

On hyvä huomata, että vaikka suurjännitteisten jakeluverkkojen kohdalla käytetään identtisiä muuttujia jakeluverkkojen KAH -laskentaan verrattuna, on muuttujan määrittely merkittävästi erilainen. Muuttujan jännitetaso sisältää vain suurjännitteiset eli vähintään 110 kV verkon osat, eikä luvuissa ole mukana muuntopiirien energiapainotteisuutta. Suurjännitteisille jakeluverkoille ei myöskään lasketa suunniteltujen keskeytysten määristä aiheutuvaa haittaa, eikä jälleenkytkennöistä aiheutuvaa haittaa. Tämä perustuu siihen, että suurjännitteisten jakeluverkkojen jälleenkytkentöjä ei ole aiemmin tilastoitu Energiavirastolle, minkä vuoksi niille on mahdotonta määrittää vertailutasoa.

3.3.5 Keskeytysten aiheuttaman haitan vertailutason määrittäminen

Verkonhaltijan vuosittaista toteutunutta laskennallista KAH -kustannusta verrataan verkonhaltijakohtaiseen KAH -vertailutasoon. Tampereen teknillinen yliopisto ja Lappeenrannan teknillinen yliopisto ovat tehneet selvityksen, jossa on käsitelty KAH -vertailutason määrittämistä. Verkonhaltijan KAH -vertailutasona käytetään valvontajakson kunkin vuoden rahanarvoon korjattujen verkonhaltijan vuosien 2005 - 2010 toteutuneiden KAH -kustannusten keskiarvoa. Tällä tavoitellaan tilannetta, jossa KAH -vertailutaso kuvaaisi mahdollisimman hyvin verkonhaltijan tavanomaiseksi katsottavaa keskeytystasoa. (Honkapuro et al. 2007)

Valvontajakson aikana sovellettavan KAH -vertailutason laskennassa korjataan vuosien 2005 - 2010 KAH -kustannuksia siten, että kukin vuosi vastaa tarkasteluvuoden aikana asiakkaille luovutetulla vuosienenergialla laskettua KAH -kustannusta. Tällä menetelmällä on pyritty eliminoimaan asiakkaille luovutetun vuosienenergian vaihtelun vaikutus KAH -kustannuksen vertailuarvoon.

KAH -vertailutaso vuodelle k lasketaan seuraavasti:

$$KAH_{vert,n} = \frac{\sum_{t=2005}^{2010} \left[KAH_{t,k} \cdot \left(\frac{W_n}{W_t} \right) \right]}{6} \quad (9)$$

missä	$KAH_{vert,n}$	Verkonhaltijan sähköntoimituksissa tapahtuneiden keskeytysten vertailutaso vuodelle n , euroa
	$KAH_{t,n}$	Toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä verkkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t vuoden n rahanarvossa, euroa
	W_n	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna n , kWh
	W_t	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t , kWh

Energiavirasto huomioi verkkonhaltijan sähköntoimituksissa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttaman haitan laskettaessa vuosittain verkkotoiminnan oikaistua tulosta siten, että verkkotoiminnan toteutuneeseen oikaistuun tulokseen ennen veroja lisätään puolet kyseisen vuoden toteutuneen KAH -kustannuksen ja kyseisen vuoden rahanarvoon määritellyn KAH -kustannuksen vertailutason välisestä erotuksesta. Tätä valvontamenetelmää, laatukannustinta, käsiteltiin kappaleessa 2.3.1. ja sen käsittely jatkuu kappaleessa 6. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Norjan regulaattorin tapa laskea keskeytyksistä aiheutunut haitta on erittäin paljon Suomen mallia monimutkaisempi, mutta epäilemättä myös tarkempi. (Mogstad 2010) Osaltaan tämä on sen ansiota, että tiedot keskeytyksistä on kerätty jokaisen verkkonhaltijan osalta jo pitkään automaattisesti tietojärjestelmien avulla. Koska keskeytystietojen ja tunnuslukujen kerääminen sekä laskenta tapahtuvat ohjelmiston avulla, ei verkkonhaltijan tarvitse laskennan tarkentuessa tehdä edelleenkaan manuaalisesti muuta kuin varmistaa lähtötietojen paikkansapitävyys.

Toisin kuin Suomessa ja miltei jokaisessa muussa maassa, Norjassa verkkonhaltijalla ei siis ole juurikaan vastuuta tunnuslukujen laskennan oikeellisuudesta, sillä laskenta tehdään keskeytystietojen perusteella regulaattorin toimesta. Voitaneen todeta, että tähän suuntaan toimitusvarmuuden seurannan soisi kehittyvän kaikkien osapuolten siitä hyötyessä. Norjassa keskeytysten raportointiin käytetään vuonna 1995 (Heggset & Kjgille 2000) käyttöön otettua ohjelmistokokonaisuutta nimeltä FASIT (Feil- og AvbruddsStatistikk I Totalnettet). (Mogstad 2010) Norjan mallia KAH -kustannuksen tarkempaan laskentaan käsitellään kappaleessa 5.5.

4 UUDEN SÄHKÖMARKKINALAIN TUOMAT VAATIMUKSET

Tässä kappaleessa tarkastellaan 1.9.2013 voimaan astuneen uuden sähkömarkkinalain luomia uudistuksia. Näistä keskeisin vaatimus, eri alueiden sähköjakelun keskeytyksille sallittava maksimikesto, tulee käytännössä suoraan Energiavirastolle uudeksi aktiivisesti seurattavaksi asiaksi ensinnäkin siksi, ettei verkonhaltijoilla tapahtuisi lain vaatimuksia pidempiä keskeytyksiä. Toisekseen seurattavaksi tulee myös edellä mainitun kehittyminen, sillä virastolla on velvollisuus puuttua asiaan, jos näyttää siltä, että jollain verkonhaltijalla lain asettamat vaatimukset eivät nykyisellään tule täyttymään.

Tämä voi ilmetä toimitusvarmuuden tason parantumattomuuden lisäksi myös esimerkiksi investointimäärien muuttumattomuutena, vaikka verkonhaltija olisikin muun muassa kehittämissuunnitelmissaan vakuuttanut parantavansa tilannettaan lain edellyttämän toimitusvarmuuden tason suhteen. Nykyisistä käytössä olevista tunnusluvuista esimerkiksi vakiokorvausten lukumäärä eri keskeytysaikaportaita on hyvä työkalu verkonhaltijakohtaiseen toimitusvarmuuden tason seurantaan.

4.1 Keskeiset vaatimukset

Sähkömarkkinalain epäilemättä merkittävin yksittäinen asia koskee sähköjakelun toimitusvarmuudelle asetettuja vaatimuksia, jotka ohjaavat verkonhaltijoita pitkäjänteiseen verkon kehittämiseen. Kriteerit on annettu sähköjakelun keskeytyksen enimmäiskesto-aikoina asemakaava-alueella (6 tuntia) ja muulla alueella (36 tuntia), mutta vaatimukseen liittyy myös erinäisiä poikkeuksia ja siirtymäsäännös, joista kerrotaan tarkemmin kappaleessa 4.3. On kuitenkin huomioitava, että nämä toimitusvarmuusvaatimukset koskevat pelkästään myrskyn tai lumikuorman aiheuttamia keskeytyksiä, eli kaikkiin vianaiheuttajiin laki ei edellytä varautumaan.

Jakeluverkonhaltijan on toimitettava virastolle sähköjakeluverkon kehittämissuunnitelma ensimmäisen kerran vuoden 2014 kesäkuun loppuun mennessä, minkä jälkeen suunnitelma tulee päivittää kahden vuoden välein. Kehittämissuunnitelmista kerrotaan tarkemmin kappaleessa 4.4. Uusi sähkömarkkinalaki muuttaa myös pitkistä sähköjakelun keskeytyksistä maksettavien vakiokorvausten määrää siten, että lakiin tulee kaksi uutta porrasta erityisen pitkille keskeytyksille. Lisäksi myös vakiokorvauksen suurin mahdollinen määrä yhdellä asiakkaalla nousee huomattavasti. Vakiokorvauksista kerrotaan tarkemmin luvussa 4.5.

4.2 Verkon kehittämisvelvollisuus

Sähkömarkkinalain pykälä 19 § käsittelee sähköverkon kehittämisvelvollisuutta ja määrittelee sen yleisellä tasolla. Lainkohdan mukaan verkonhaltijan tulee riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti. Lainkohta vastaa vanhan sähkömarkkinalain pykälää 9 § ja sen peruseriaatteet ovat pysyneet pitkälti samoina.

Kehittämisvelvollisuuden täyttämiseen on uudessa sähkömarkkinalaissa luotu kuusi täsmennettyä kriteeriä, minkä mukaisesti sähköverkko on suunniteltava, rakennettava ja sitä on ylläpidettävä. Nämä kriteerit ovat:

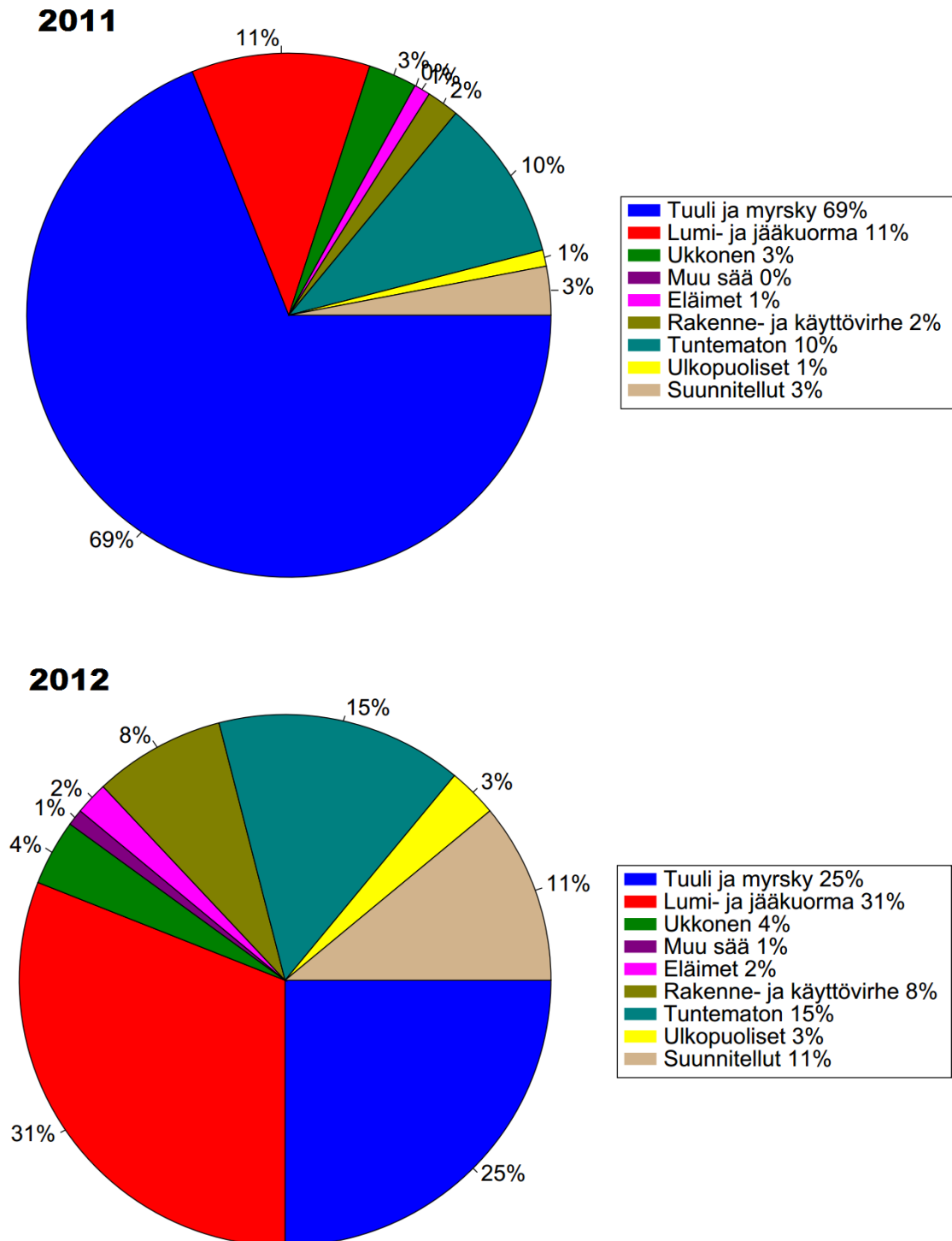
- 1) Sähköverkko täyttää sähköverkkotoiminnan laatuvaatimukset ja sähkönsiirron sekä -jakelun tekninen laatu on muutoinkin hyvä
- 2) Sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat luotettavasti ja varmasti silloin, kun niihin kohdistuu normaaleja odotettavissa olevia ilmastollisia, mekaanisia ja muita ulkoisia häiriöitä
- 3) Sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen häiriötilanteissa ja valmiuslaissa (1552/2011) tarkoitetuissa poikkeusoloissa
- 4) Sähköverkko toimii yhteensopivasti sähköjärjestelmän kanssa ja se voidaan tarvittaessa liittää yhteen toisen sähköverkon kanssa
- 5) Sähköverkkoon voidaan liittää vaatimukset täyttäviä käyttöpaikkoja ja voimalaitoksia
- 6) Verkonhaltija kykenee muutoinkin täyttämään sille kuuluvat tai tämän lain nojalla asetetut velvollisuudet

Edellä esitetyistä kriteereistä on havaittavissa, että ne ovat varsin tiukkoja, mutta kuitenkin tulkinnanvaraisia. Tämä on tarkoituksenmukaista, sillä kehittämisvelvollisuudelle on mahdotonta asettaa esimerkiksi eksakteja numeerisia arvoja sisältäviä kriteerejä. Tämä perustuu muun muassa siihen, että sähköverkonhaltijoiden tilanteet ja toimintaympäristöt ovat hyvin erilaisia. Esimerkiksi ensimmäisen kriteerin kuvaama sähkönjakelun hyvä laatu nähdään maaseutumaisen vastualueen verkonhaltijalla useimmiten täysin erilaisena kuin suurkaupungin sähkönjakelusta vastaavalla verkonhaltijalla. Tämä alueellinen eriarvoisuus on osaltaan myös sähkömarkkinalaissa itsessään vahvistettu asia perustuen juuri 6 ja 36 tunnin toimitusvarmuusvaatimuksiin eri alueille.

4.3 Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset

Kuten sähkömarkkinalain 51 § yksityiskohtaisissa perusteluissa todetaan, tämän lainkohdan tarkoituksena on täydentää ja täsmentää edellisessä kappaleessa mainitun 19 § määrittämää sähköverkon kehittämisvelvollisuutta. (HE 20/2013 vp 2013) 51 § määrit-

tää jakeluverkonhaltijoita velvoittavat sähkönjakelun keskeytysten aikarajat, joiden mukaan jakeluverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä. On erittäin tärkeää huomata se, että nämä aikarajat koskevat jakeluverkon vikaantumista vain myrskyn tai lumikuorman seurauksena. Näiden kahden vikatyypin on kuitenkin katsottu kattavan valtaosan Suomessa tähän asti tapahtuneiden suurhäiriöiden syistä, kuten kuvasta 4.1 on havaittavissa. (Energiateollisuus ry 2013)



Kuva 4.1. Sähköverkon keskeytysajan aiheuttajat ilman jälleenkytkentöjä vuosina 2011 ja 2012 (Energiateollisuus ry 2013)

51§:n mukaan sähköjakeluverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella asiakkaille yli 6 tuntia kestävästä sähköjakelun keskeytystä. Asemakaava-alueen ulkopuolella samoista syistä johtuva keskeytys saa kestää enintään 36 tuntia. Jakeluverkonhaltijalla on kuitenkin oikeus soveltaa paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa toimitusvarmuutta saarissa, joihin ei ole tietä tai lauttayhteyttä. Samoin voidaan menetellä myös niiden asiakkaiden kohdalla, joiden sähkönkulutus on ollut kolmen edellisen kalenterivuoden aikana enintään 2 500 kWh ja toimitusvarmuusvaatimuksen täyttämisen edellyttämien investointien kustannukset olisivat käyttöpaikan osalta poikkeuksellisen suuret sen muista käyttöpaikoista etäisen sijainnin vuoksi.

Toimitusvarmuusvaatimukset on täytettävä 15 vuoden kuluessa koko verkonhaltijan vastuualueella. Lakiin on kirjattu myös siirtymäsäännös, jonka mukaan vuoden 2019 loppuun mennessä vaatimusten tulee toteutua vähintään puolella jakeluverkon asiakkaista pois lukien vapaa-ajan asunnot. Vuoden 2023 loppuun mennessä vaatimusten on toteuduttava 75 prosentilla asiakkaista, niin ikään pois lukien vapaa-ajan asunnot. Vapaa-ajan asunnot lasketaan mukaan lopullisessa toimitusvarmuustarkastelussa eli kaikkien asiakkaiden on oltava toimitusvarmuusvaatimusten piirissä vuoden 2028 loppuun mennessä, elleivät ne täytä aiemmin mainittuja poikkeusehtoja.

Mikäli jakeluverkonhaltija osoittaa, että se joutuu muuttamaan ilmajohdoista maa-kaapeleiksi keskimääräistä merkittävästi suuremman osuuden ja uusimaan ennenaikaisesti merkittävän määrän sähköjakeluverkkoaan, voi kyseinen verkonhaltija hakea virastolta lisäaikaa toimitusvarmuustavoitteiden saavuttamiselle enintään vuoden 2036 loppuun saakka.

Toisin kuin yli 10 vuotta uusia toimitusvarmuusvaatimuksia ennen voimaan tullut pykälä vakiokorvauksista (444/2003), 51 §:ssä ei turvauduta taloudellisiin kannustimiin, vaan yksiselitteisesti veloitetaan sähköverkonhaltijat varmistamaan, että ne täyttävät uudet edellytykset toimitusvarmuudelle eri alueilla. Kyseessä on myös tietävästi ensimmäinen kerta, kun kahdelle alueelle luodaan lainsäädännössä erilaiset vaatimukset sähköjakelun laadussa siten, että asuinpaikkojen selkeä eriarvoisuus toimitusvarmuuden suhteen hyväksytään.

4.3.1 Tulkintaa keskeytyksistä

Sähkömarkkinalain toimitusvarmuuskriteereissä huomionarvoinen kysymys on se, voiko siirtymäaikojen osuus asiakkaista koskea eri asiakkaita eri vuosina eli riittääkö, että kokonaisuudessaan 50 / 75 prosentilla asiakkaista ei ole 6 / 36 tunnin keskeytyksiä. Tällöin siis asiakkaiden ei tarvitsisi olla samoja eri vuosina, kunhan toimitusvarmuus täyttyisi joka vuosi vaaditulla prosentilla asiakkaista. On kuitenkin selvää, että lain tehokaimman vaikutuksen vuoksi tulee lakia tulkita siten, että verkonhaltijan on määritettävä ne 50 / 75 % kaikista asiakkaista, jotka ovat lain edellyttämien toimitusvarmuustavoitteiden piirissä. Koska verkonhaltijan tulee järjestelmällisesti parantaa jakeluverkon luotettavuutta, voidaan tämä tulkita niin, että verkonhaltijan tulee tietää, mikä verkon

osa täyttää toimitusvarmuusvaatimukset ja mikä ei. Mikäli näillä alueilla olevilla asiakkailla on kriteereitä pidempi keskeytys, tulisi Energiaviraston puuttua asiaan.

Näin täsmällinen toimitusvarmuuden seuranta edellyttäisi käytännössä kuitenkin käyttöpaikkakohtaista tilastointia, jonka toteutumisen aikataulu on vielä kirjoitushetkellä epävarma. Toisaalta aikaa tällaisen tilastointijärjestelmän täydelliseen käyttöönottoon on 31.12.2019 asti eli kun lain mukaan 50 % asiakkaista tulee olla toimitusvarmuustavoitteiden piirissä poikkeuksia lukuun ottamatta. Ongelmia saattaa tulla lähinnä sellaisten verkonhaltijoiden kohdalla, jotka eivät vielä tähän päivään mennessä ole ottaneet modernia verkkotietojärjestelmää käyttöönsä.

4.4 Vakiokorvaukset uudessa sähkömarkkinalaissa

Uuden sähkömarkkinalain myötä pitkistä sähkökatkoista asiakkaille maksettavien vakiokorvausten enimmäismäärä kalenterivuoden aikana nousee merkittävästi, vanhan lain 700 eurosta portaittain uuden lain jopa 2 000 euroon. Siirtymä tapahtuu siten, että heti lain voimaantultua ylärajana on 1 000 euroa, joka on voimassa vuoden 2015 loppuun asti. Vuoden 2016 alusta lähtien seuraava porras on 1 500 euroa, joka on voimassa vuoden 2017 loppuun, minkä jälkeen vakiokorvausten enimmäismäärä on aiemmin mainittu 2 000 euroa.

Myös vuotuisen asiakkaan siirtomaksuun perustuviin korvauksiin lisättiin kaksi uutta porrasta, joissa vakiokorvauksen suhteellinen määrä nousee. Ensimmäinen porras tulee 8 vuorokauden eli 192 tunnin jälkeen, jolloin vakiokorvauksen määrä on 150 % vuotuisesta siirtomaksusta. Toinen ja samalla viimeinen porras tulee 12 vuorokauden eli 288 tunnin jälkeen, ja tällöin vakiokorvauksen määrä on asiakkaan kahden vuoden siirtomaksua vastaava 200 %. Uuden sähkömarkkinalain myötä vakiokorvauksen portaat muodostuvat siis seuraavasti, suhteessa asiakkaan vuotuisen verolliseen sähkön siirtomaksuun:

- 1) 10 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 h mutta vähemmän kuin 24 h;
- 2) 25 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 h mutta vähemmän kuin 72 h;
- 3) 50 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 h mutta vähemmän kuin 120 h;
- 4) 100 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 h mutta vähemmän kuin 192 h;
- 5) 150 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 h mutta vähemmän kuin 288 h;
- 6) 200 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 h.

Velvollisuus vakiokorvauksen maksamiseen syntyy aina kunkin keskeytymisen osalta erikseen siten, että esimerkiksi kalenterivuoden aikana asiakkaalle aiheutuneet erilliset 18, 60 ja 80 tunnin keskeytykset oikeuttaisivat $(10+25+50)$ 85 %:n vakiokorvaukseen vuotuisesta verkkopalvelumaksusta, mutta kuitenkin enintään aiemmin mainitun rahamäärän verran. Vakiokorvauksen enimmäisrahämäärää voidaan tarkistaa valtioneuvoston asetuksella rahanarvon muutosta vastaavasti. (HE 20/2013 vp 2013)

Jos loppukäyttäjälle maksetaan verkkopalvelun keskeytymisen johdosta vakiokorvaus, hänellä ei ole oikeutta 98 §:ssä (hinnanalennus virheen vuoksi) säädettyyn hinnan-

alennukseen saman keskeytyksen johdosta. Toisaalta, koska pitkä sähköjakelun keskeytyminen voi kuitenkin olla myös sähköjakelun virhe, on sähkökäyttäjällä mahdollisuus myös vahingonkorvaukseen hänelle aiheutuneesta vahingosta vakiokorvauksen lisäksi. Sähköjakelun virheestä säädetään erikseen 97 §:ssä. Tarkennuksena on todettava, että vakiokorvaus ei välttämättä tarkoita sähköjakelun virhettä eikä virhe toisaalta edellytä vakiokorvauksen aikarajojen ylittymistä.

Mikäli jakeluverkonhaltija osoittaa, että sähköjakelun keskeytyminen johtuu hänen vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä, jota hänen ei kohtuudella voida edellyttää ottavan huomioon toiminnassaan ja jonka seurauksia ei kaikkea huolellisuutta noudattaen olisi voitu välttää tai voittaa, ei vakiokorvausta tarvitse maksaa. Näin voi olla esimerkiksi siinä tapauksessa, jos sähköjakelun pitkä keskeytys johtuu jakeluverkkoa syöttävän kantaverkon viasta eikä jakeluverkonhaltijan voida katsoa voineen tähän kohtuullisin kustannuksin varautua esimerkiksi varasyötöillä.

Huomionarvoista on, että kyseisenlaisissa tapauksissa tulisi todennäköisesti aiheelliseksi arvioida kantaverkon toiminnan lainmukaisuutta muun muassa kehittämisvelvollisuuden suhteen. Tämä olisi tarkoituksenmukaista jo senkin vuoksi, että vakiokorvauksia käsittelevän 100 §:n yksityiskohtaisten perusteluiden mukaan kantaverkossa ja suurjännitteisessä jakeluverkossa tapahtuvat keskeytykset rajataan pykälän soveltamisalan ulkopuolelle. Näin ollen suurjännitteisen jakeluverkon haltijoille on vakiokorvausten veroisen vastuun tasapuolisuuden nimissä muodostuttava muuta kautta.

5 TOIMITUSVARMUUTTA KUVAAVAT TUNNUSLUVUT JA NIIDEN KEHITTÄMINEN

Tässä luvussa käydään läpi tärkeimmät tämänhetkiset toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut ja erityisesti se, mitä asioita verkon tilanteesta tunnusluvut kertovat. Tämän pohjalta on luontevampaa analysoida, mitä asioita nykyiset kerättävät tunnusluvut mahdollisesti jättävät huomiotta. Luvut perustuvat suurimmalta osin uusimpaan IEEE -standardiin (IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366TM-2012). Tämän yleisessä käytössä olevan standardin mukaisten lukujen käyttäminen parantaa merkittävästi mahdollisuuksia vertailla eri verkonhaltijoita keskenään. Yhtä lailla vertailtavuus jopa eri maiden sähköverkonhaltijoiden välillä helpottuu.

Standardin uusimman version määritelmät ja kaavat tunnusluvuille poikkeavat monista tunnuslukuja käsittelevistä artikkeleista. Vähintäänkin muuttujat ovat usein erilaisia eri lähteissä ja lisäksi määritelmät ovat joskus epätarkasti kirjoitettuja tai niistä on jäänyt pois olennaisia asioita. Onkin huomioitava, että tunnuslukuja laskettaessa on tärkeää lukea erityisen tarkkaan, mitä kullakin muuttujalla tarkoitetaan. Esimerkkinä *keskeytyksen kokeneiden asiakkaiden lukumäärä*, mihin viitataan muuttujilla N_i ja CN , mutta jälkimmäisen muuttujan tapauksessa jokainen keskeytyksen kokenut asiakas lasketaan vain kerran huolimatta siitä, monessako keskeytyksessä asiakas on ollut osallisena. (IEEE-SA Standards Board 2012b)

5.1 Tunnuslukujen merkitys

Toimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja on kerätty sähköverkonhaltijoilta vuodesta 1995. Alun perin tämä on perustunut Kauppa- ja teollisuusministeriön päätökseen KTMp 1637/1995 (Kauppa- ja teollisuusministeriö 1995b; Kauppa- ja teollisuusministeriö 1995a), jolloin sähkömarkkinaviranomaisena toimi Energiamarkkinaviraston edeltäjä Sähkömarkkinakeskus. Uusin päätös on Energiaviraston antama Määräys sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta (dnro 963/002/2011) (Energiamarkkinavirasto 2011a).

Energiavirastolle kerättävien toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen keräämisen ja julkaisun päätarkoitus on pysynyt vuosien varrella jokseenkin samana eli luoda julkinen ja tasapuolinen työkalu verkonhaltijoiden keskinäiseen vertailuun. Luonnollisesti lukujen jatkuva tarkentuminen antaa Energiaviraston lisäksi myös esimerkiksi medialle mahdollisuuden vertailla samankaltaisia verkonhaltijoita keskenään ja herättää julkista keskustelua muun muassa mahdollisista epäkohdista. On selvää, että toiminnan julkisuus on omiaan luomaan painetta sen tehostamiseen.

5.2 Asiakasmääräperusteiset tunnusluvut

Asiakasmääräperusteisista tunnusluvuista viisi ensimmäistä, SAIDI, CAIDI, SAIFI, CAIFI ja MAIFI ovat hyvin yleisesti maailmalla käytettyjä. CTAIDI, CIII, CEMI ja CELID ovat harvinaisempia, mutta joissakin tapauksissa hyvinkin käyttökelpoisia. Tunnusluvuista viimeinen, CELID, on tullut täysin uutena lukuna IEEE -standardin n:o 1366 uusimpaan vuoden 2012 painokseen. Kaikki tunnusluvut lasketaan yleisimmin kalenterivuoden ajalta, mutta mikäli näin ei ole, tulee asiasta selkeästi mainita tunnusluvun yhteydessä. (IEEE-SA Standards Board 2012b)

On erittäin tärkeää huomata, että kaikki edellä mainitut toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut lasketaan asiakkaiden määrän ja heidän kokemien keskeytysten määrän tai keston perusteella. Toisin kuin Energiaviraston keskeytyksistä aiheutuneen haitan arvioinnissa tehdään, standardin luvut eivät ole energiapainotettuja eivätkä siten ole sellaisenaan käyttökelpoisia osaksi nykyisiä valvontamenetelmiä. Ne ovat kuitenkin hyödyllisiä verkon toimitusvarmuuden tason yleisessä arvioinnissa ja myös helposti – usein automaattisesti käytönvalvonta- tai käytöntukijärjestelmästä – tuotettavissa olevia.

Kuitenkin ilman energiapainotusta esimerkiksi minimaalisen vähän sähköä käyttävä puulämmitteinen kesäasunto saa saman painoarvon kuin sähkölaitteita ympäri vuoden käyttävä pienyritys. Näin ollen asiakasmääräperusteisia tunnuslukuja ei tulisi käyttää sellaisenaan verkonhaltijoiden vertailuun vaan lisätietona tulisi vähintäänkin olla tieto eri asiakastyypin määrästä, mieluiten jaoteltuna sähkönkulutuksen perusteella.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Tunnusluku kertoo keskimääräisen yhteenlasketun keskeytysajan asiakasta kohden. Luku on hyödyllinen yleisenä indikaattorina verkon tilasta, mutta peittää muun muassa yksittäisten asiakkaiden kokemat pitkät keskeytykset. (IEEE-SA Standards Board 2012b)

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (10)$$

missä	N_i	Pysyvistä keskeytyksistä i kärsineiden asiakkaiden lukumäärä
	N_T	Kaikkien tarkasteltavan alueen asiakkaiden lukumäärä
	r_i	Pysyvän keskeytyksen i kokonaiskesto

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Tunnusluku kertoo keskimääräisen keskeytysten määrän asiakasta kohden. Aivan kuten SAIDI, luku on lähinnä yleinen verkon luotettavuuden indikaattori, sillä suhteessa verkon kokoon pienen asiakasmäärän kokemat pitkätkin keskeytykset eivät usein vaikuta lukuun kovinkaan suuressa määrin.

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (11)$$

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Tunnusluku kertoo keskimääräisen keston asiakkaan kokemalle pysyväälle keskeytykselle. Verkonhaltijat ja urakoitsijat voivat käyttää lukua myös keskimääräisen viankorjausajan seuraamiseen.

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (12)$$

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Tunnusluku kertoo keskeytysten määrän keskiarvon niillä asiakkailla, jotka kokivat vähintään yhden pysyvän keskeytyksen.

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (13)$$

missä CN Niiden asiakkaiden lukumäärä, jotka kokivat pysyviä keskeytyksiä. Jokainen pysyvän keskeytyksen kokenut asiakas lasketaan vain kerran.

Luku on erityisen hyödyllinen asiakkaiden tasapuolisen sähkön laadun valvonnassa. Tässä tapauksessa on kuitenkin huomattava tarkastella sekä kaikkien asiakkaiden että keskeytyksiä kokeneiden asiakkaiden lukumäärää, jotta lukua voidaan tulkita oikein. Luku on siis yhtä suuri, jos yksi asiakas kokee viisi pysyvää keskeytystä tai tuhat asiakasta kokee keskimäärin viisi pysyvää keskeytystä olettaen, että edeltävässä tapauksessa muille asiakkaille ei tapahtunut yhtäkään pysyvää keskeytystä.

Tunnuslukua voidaan käyttää myös siten, että muuttujan N_i ehtona on vähintään tietty määrä keskeytyksiä, jolloin saadaan itse asiassa useampi käyttökelpoinen tunnusluku. Esimerkiksi jos lasketaan kaksi tunnuslukua, joissa ehtoina on vähintään yksi ja vähintään viisi keskeytystä, voidaan lukujen suuruutta vertaamalla saada kuva siitä, miten tasaisesti verkon toimitusvarmuus jakautuu. Edelliseen esimerkkiin viitaten, jos vähintään viiden keskeytyksen CAIFI on hyvin pieni verrattuna vähintään yhden keskeytyksen CAIFI:in, voidaan todeta, että pysyvien keskeytysten määrän suhteen verkon toimitusvarmuus on varsin tasaisesti jakautunut.

MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index): Tunnusluku kertoo keskimääräisen lyhyiden keskeytysten määrän asiakasta kohti.

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (14)$$

missä IM_i Lyhyiden keskeytysten lukumäärä
 N_{mi} Lyhyestä keskeytyksestä kärsineiden asiakkaiden lukumäärä. Asiakkaiden lukumäärä lasketaan jokaiselle lyhyelle keskeytykselle erikseen.

CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index): Tunnusluku kertoo tarkasteltavalla ajanjaksolla ajan, jonka keskeytyksiä kokenut asiakas oli keskimäärin keskeytyksen vaikutuksen alaisena. Luku muistuttaa hyvin paljon CAIDI:a, mutta laskutapa poikkeaa siten, että keskeytyksen kokenut asiakas lasketaan lukuun vain kerran.

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} \quad (15)$$

CIII (Customers Interrupted per Interruption Index): Tunnusluku kertoo, kuinka moni asiakas keskimäärin koki keskeytyksen. Luvun ollessa pieni, voidaan todeta, että keskeytykset ovat koskeneet valtaosin yksittäisiä asiakkaita, mutta voi myös olla osoitus siitä, että verkonhaltijan käyttämät suojausalueet ovat varsin pieniä. Tunnusluku on CAIFI:n käänteisluku. (Layton 2004)

$$CIII = \frac{CN}{\sum N_i} = \frac{1}{CAIFI} \quad (16)$$

CEMI_n (Customers Experiencing Multiple Interruptions): Tunnusluvulla kerrotaan, kuinka moni asiakkaista on kokenut enemmän kuin n keskeytystä tarkastelujakson aikana. (IEEE-SA Standards Board 2012b)

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k \geq n)}}{N_T} \quad (17)$$

CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations): Tunnusluku kertoo suhteen sille, kuinka moni asiakas koki asetettua arvoa pidemmän keskeytyksen tai keskeytyksiä. (IEEE-SA Standards Board 2012b)

$$CELID-s = \frac{CN_{(k \geq s)}}{N_T} \quad (18)$$

$$CELID-t = \frac{CN_{(k \geq T)}}{N_T} \quad (19)$$

Luku voidaan laskea joko yhdelle keskeytykselle, jolloin luku kertoo suhteessa kaikkiin asiakkaisiin sen, kuinka moni asiakas koki vähintään yhden pitkän keskeytyksen, jonka kesto oli vähintään S tuntia. Vaihtoehtoinen tapa on käyttää lukua siten, että mukaan lasketaan asiakkaat, jotka kokivat vähintään T tunnin verran pitkiä keskeytyksiä eli pitkien keskeytysten kestot yhteenlaskettuna asiakaskohtaisesti. Tunnusluvussa oli standardin alkuperäisessä julkaisussa virhe, joka korjattiin jälkeempään julkaistussa painovirheluettelossa (errata). (IEEE-SA Standards Board 2012a)

Uuden sähkömarkkinalain suhteen käyttökelpoinen tapa on käyttää ensiksi mainittua, yksittäistä ehdot täyttävää keskeytystä tarkastelevaa laskutapaa (CELID-s). Tässä tapauksessa lukuun on luonnollisesti lisättävä myös ehdot asiakkaiden sijainnista ja niille sallittavista keskeytyksen maksimikestoista uuden sähkömarkkinalain määritelmien mukaisesti. Näin luvusta CELID-s voidaan muodostaa uusia tunnuslukuja, joilla voidaan tarkastella suoraan uuden sähkömarkkinalain edellyttämien toimitusvarmuusvaatimusten toteutumista. Tunnusluvut kertoisivat, kuinka suuri osa asemakaava-alueella sijaitsevista asiakkaista koki yli 6 tunnin keskeytyksen, kuinka suuri osa muiden alueiden asiakkaista koki yli 36 tunnin keskeytyksen sekä edellisten yhdistelmä. Kaikista luvuista jätettäisiin pois vapaa-ajan asunnot lain välitavoitteissa ja erityisissä lain määrittelemissä olosuhteissa olevat asiakkaat kokonaisuudessaan.

$$CELID-6-tp = \frac{CN_{tp(k \geq 6h)} - N_{T,ec}}{N_T - N_{T,ec}} \quad (20)$$

$$CELID-36-oa = \frac{CN_{oa(k \geq 36h)} - N_{T,ec}}{N_T - N_{T,ec}} \quad (21)$$

$$CELID-drr = \frac{CN_{tp(k \geq 6h)} + CN_{oa(k \geq 36h)} - N_{T,ec}}{N_T - N_{T,ec}} \quad (22)$$

missä	<i>drr</i>	Distribution reliability requirements, sähkönjakelun toimitusvarmuusvaatimukset
	<i>tp</i>	Town plan, asemakaava
	<i>oa</i>	Other area, muu alue
	<i>ec</i>	Excluded customers, laskennasta poisluetut asiakkaat kuten vapaa-ajan asunnot lain välitavoitteissa ja erityisissä lain määrittelemissä olosuhteissa olevat asiakkaat

5.3 Tehoperusteiset tunnusluvut

IEEE -standardissa n:o 1366 on vain kaksi tehoerusteista tunnuslukua, ASIFI ja ASIDI. Lukuja voidaan käyttää ennen kaikkea sellaisissa sähköverkoissa, missä sähkön kulutus on suhteellisen suurta ja hyvin erilaista eri asiakkailla, jolloin asiakasperusteiset tunnusluvut eivät ole erityisen käyttökelpoisia. Energiaviraston valvontatehtävien tapauksessa lukujen käyttäminen tulisi kyseeseen juuri suurjännitteisten jakeluverkkojen kohdalla.

ASIFI (Average System Interruption Frequency Index): Tunnusluku kertoo keskimääräisen keskeytysten määrän suhteutettuna keskeytyksen kohteen käyttämään tehoon. (IEEE-SA Standards Board 2012b)

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (23)$$

missä	L_i	Yhteenlaskettu verkon teho kussakin keskeytyksessä
	L_T	Koko verkon yhteenlaskettu teho

On tärkeää huomata, että tunnusluku ei SAIFI:sta poiketen erittele lyhyitä ja pitkiä keskeytyksiä. Tämä lienee tarkoituksenmukaista, sillä suuren tehon omaavat asiakkaat ovat usein varsin riippuvaisia sähkönjakelun keskeytyksettömyydestä, jolloin lyhytkin keskeytys voi aiheuttaa esimerkiksi tehdasprosessien alasajon.

Standardin määritelmässä jää epäselväksi, kuinka esimerkiksi muuttuja L_T tulisi laskea; käyttäen sen hetkistä asiakkaiden ottamaa tehoa vai asiakkaiden yhteenlaskettua mitoitus-tehoa. Voidaan kuitenkin todeta, että yhteenlasketulla teholla voitaneen tarkoittaa tässä ainakin kahta eri asiaa, joko keskeytyksen hetkellä olevaa tehoa tai sitten liittymien mitoitus-tehoa tunnusluvun käyttäjän tarpeista ja tiedonsaannin mahdollisuuksista riippuen. Olennaista on käyttää samaa menetelmää kaikkialla, ja myös ilmoitettaessa lukua pelkän standardin ohjeiden mukaisesti, selvennettävä lukijalle käytetty menetelmä.

ASIDI (Average System Interruption Duration Index). Tunnusluku kertoo keskimääräisen keskeytysten yhteenlasketun keston suhteutettuna keskeytyksen kohteen käyttämään tehoon. Luvun laskennassa pätevät samat huomiot kuin SAIFI:n tapauksessa ja on myös ilmeistä, että tunnuslukujen laskennassa asiakkaan ja verkon tehon määrittämiselle on käytettävä samoja kriteereitä.

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (24)$$

5.4 Valvontamallissa käytettävät toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Energiavirasto kerää määräyksensä (dnro 963/002/2011) mukaisesti sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuosittain jokaiselta verkonhaltijalta, joita on kolmea tyyppiä: jakeluverkko, suurjännitteinen jakeluverkko sekä kantaverkko. Tämä diplomityö käsittelee näistä kahta ensimmäistä, sillä niihin verrattuna kantaverkon hinnoittelun kohtuullisuuden valvonta on monella tavoin varsin poikkeavaa.

5.4.1 Jakeluverkkotoiminnan tunnusluvut

Energiaviraston käyttämät toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut ovat pääosin energiapainotettuja ja siten ne poikkeavat IEEE:n määrittelemistä asiakaskohtaisista toimitusvarmuusindekseistä. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskennassa käytetyt tunnusluvut ovat muuntopiirikohtaisia, mikä johtuu siitä, että luvuista aikanaan päätettäessä ei ollut mahdollista kerätä asiakaskohtaisia keskeytystilastoja. Tästä taas aiheutuu se, että KAH -kustannusta laskettaessa ei pienjänniteverkon keskeytyksiä oteta huomioon.

Muuntopiirikohtaisuus lisää siis epätarkkuutta ja energiapainotteisuus vähentää sitä. Jakeluverkon tunnuslukujen ominaisuuksia arvioidaan tarkemmin kappaleessa 5.5.

Listatut luvut perustuvat uusimpaan tunnuslukumääräykseen, minkä mukaisesti tunnusluvut on toimitettava ensimmäisen kerran vuoden 2013 osalta. Määräyksen mukaan, tunnuslukujen laskentaan otetaan mukaan ne tiedot, jotka koskevat sähköverkonhaltijan verkkoluvan mukaista sähköverkkotoimintaa ja verkkoluvassa määritellyn maantieteellisen tai toiminnallisen vastualueen mukaista sähköverkkoa. Tarkennuksena on todettava, että KAH -kustannuksen laskentaan käytetyt tunnusluvut 17 - 22 ovat pysyneet uudessa tunnuslukumääräyksessä periaatteeltaan samoina edelliseen määräykseen verrattuna. (Energiamarkkinavirasto 2011a)

- Tunnusluku 17: Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika, h/v
- Tunnusluku 18: Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl
- Tunnusluku 19: Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika, h/v
- Tunnusluku 20: Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl
- Tunnusluku 21: Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälkeenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl
- Tunnusluku 22: Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pikajälkeenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, kpl

Tunnuslukuihin 17 - 22 ei lasketa mukaan yli 70 kV verkon keskeytyksistä aiheutuneita 1-70 kV verkon keskeytyksiä. Tunnuslukujen laskennassa voidaan soveltaa seuraavia yhtälöitä (25) ja (26):

- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienergioilla painotettu keskeytysaika:

$$t = \frac{1}{W_{tot}} * \sum_{l=1}^m \left\{ W_{mp}(l) * \left(\sum_{i=1}^n k a_{mp}(i, l) \right) \right\} \quad (25)$$

missä	W_{tot}	Keskijänniteverkon loppukäyttäjien sekä kaikkien muuntopiirien vuosienergioiden summa, MWh
	m	Muuntopiirien lukumäärä, kpl
	$W_{mp}(l)$	Muuntopiirin l vuosienergia, MWh
	n	Keskeytysten lukumäärä, kpl
	$ka_{mp}(i, l)$	Keskeytyksen i muuntopiiriin l aiheuttama keskeytysaika, h

- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä:

$$k = \frac{1}{W_{tot}} * \left\{ \sum_{l=1}^m (W_{mp}(l) * k(l)) \right\} \quad (26)$$

missä	$k(l)$	Muuntopiirin l vuotuinen keskeytysten lukumäärä, kpl
-------	--------	--

Laskettaessa vuosienergioilla painotettua asiakkaan keskimääräistä keskeytysmäärää, muuntopiirien ja keskijänniteverkon loppukäyttäjien vuotuinen keskeytysmäärä kerrotaan niitä vastaavilla vuotuisilla energiamäärillä. Vuosienergioilla painotetut keskeytysmäärät tulee laskea yhteen ja jakaa keskijänniteverkosta luovutetulla vuosienergiolla. Pysyvään vikaan liittyvät jälleenkytkennät, kokeilukytkennät ja palautuskytkennät lasketaan yhdeksi keskeytykseksi, jonka keskeytysaika on näiden tapahtumien aikaisten keskeytysaikojen summa ja kokonaiskeskeytysmäärä on yksi.

Sähkön jakeluverkkotoiminnan laatua kuvaavat tunnusluvut, joita ei käytetä osana KAH -laskentaa, ovat lukujen 23 - 26 osalta teknisiä tietoja. Luvut 27 ja 28 taas kertovat, kuinka paljon ja kuinka monelle asiakkaalle vakiokorvauksia maksettiin. Luvut on jaoteltu vielä toistaiseksi vanhan sähkömarkkinalain mukaan.

Tunnusluku 23: Kaikkien keskeytysten vuotuinen keskeytysaika asiakkaalla, h/v
Tunnusluku 23 tarkoittaa aikaa, jonka asiakas on keskimäärin ilman sähköä vuodessa ja siihen lasketaan mukaan odottamattomat ja suunnitellut keskeytykset sekä aikajälleenkytkennät. Tunnusluku jaetaan edelleen kahteen osaan:

Tunnusluku 23a: Asiakkaan kaikkien keskeytysten vuotuinen keskeytysaika, h/v

Tunnusluku 23b: Asiakkaan niiden keskeytysten, joiden alkusyy on verkonhaltijan omassa verkossa, vuotuinen keskeytysaika, h/v

Tunnuslukujen 23a ja 23b laskennassa voidaan soveltaa seuraavaa yhtälöä (27).

$$t = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x mpk(i, j) * h(i, j)}{mp} \quad (27)$$

missä	$h(i, j)$	keskeytyksen kesto aika muuntopiireillä, h
	n	keskeytysten lukumäärä, kpl
	x	kunkin keskeytyksen yhteydessä esiintyvät erilaiset keskeytysajat (keskeytyksen i aikana esiintyvät keskeytysajat), h
	$mpk(i, j)$	keskeytysajan $h(i, j)$ vaikutusalueella olevien muuntopiirien lukumäärä, kpl
	mp	jakelualueen muuntopiirien lukumäärä, kpl

Tunnusluku 24: Kaikkien keskeytysten vuotuinen lukumäärä asiakkaalla k , kpl/v
Tunnusluku kertoo, kuinka monta keskeytystä keskimäärin asiakkaalla on vuodessa. Tunnuslukuun 24 lasketaan mukaan odottamattomat ja suunnitellut keskeytykset sekä aikajälleenkytkennät. Tunnusluku jaetaan edelleen kahteen osaan:

Tunnusluku 24a: Asiakkaan kaikkien keskeytysten vuotuinen lukumäärä, kpl/v

Tunnusluku 24b: Asiakkaan niiden keskeytysten, joiden alkusyy on verkonhaltijan omassa verkossa, vuotuinen lukumäärä, kpl/v

Tunnuslukujen 24a ja 24b laskennassa voidaan soveltaa seuraavaa yhtälöä (28).

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n mpk(i)}{mp} \quad (28)$$

missä	$mpk(i)$	niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i vaikuttaa, kpl
-------	----------	---

Tunnusluku 25: 0,4 kV verkossa tapahtuneiden kaikkien odottamattomien pysyvien keskeytysten yhteenlaskettu vuotuinen lukumäärä, kpl
Tunnuslukuun ei lasketa mukaan yli 0,4 kV verkon keskeytyksistä aiheutuneita 0,4 kV verkon keskeytyksiä.

Tunnusluku 26: 1-70 kV verkossa tapahtuneiden kaikkien odottamattomien ja suunniteltujen keskeytysten sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen vuotuinen lukumäärä, kpl

- odottamattomat keskeytykset, kpl
- suunnitellut keskeytykset, kpl
- pikajälleenkytkennät, kpl
- aikajälleenkytkennät, kpl

Tunnuslukuun 26 ei lasketa mukaan yli 70 kV verkon keskeytyksistä aiheutuneita 1-70 kV verkon keskeytyksiä.

Tunnusluku 27: Hyvän kirjanpitotavan mukaan laaditun virallisen eriytetyn tilinpäätöksen mukaisesti kirjattujen sähkömarkkinalain mukaisten vakiokorvausten määrä jaoteltuna keskeytyksen pituuden mukaan, euroa

- 12-24 tuntia, euroa
- 24-72 tuntia, euroa
- 72-120 tuntia, euroa
- yli 120 tuntia, euroa
- vakiokorvaukset yhteensä, euroa

Tunnusluku 28: Sähkömarkkinalain mukaisia vakiokorvauksia tunnusluvun 27 mukaisesti saaneiden asiakkaiden lukumäärä jaoteltuna keskeytyksen pituuden mukaan, kpl

- 12-24 tuntia, kpl
- 24-72 tuntia, kpl
- 72-120 tuntia, kpl
- yli 120 tuntia, kpl
- vakiokorvauksia saaneita asiakkaita yhteensä, kpl

5.4.2 Suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan tunnusluvut

Suurjännitteisten jakeluverkkojen kohdalla käytettäviä sähköverkon toimitusvarmuuden tunnuslukuja ovat keskeytysten

- lukumäärä, kpl
- keskeytysaika, min
- lukumäärä 100 johtokilometriä kohden, kpl/100 km
- lukumäärä liityntäpistettä kohden, kpl/liityntäpiste
- keskeytysaika liityntäpistettä kohden, min/liityntäpiste

Näistä viidestä tunnusluvusta keskeytysten määrää käsittelevät tunnusluvut jaetaan edelleen seuraavasti, koskien siis vain suurjännitteisessä jakeluverkossa tapahtuvia keskeytyksiä

- omasta verkosta alkunsa saaneiden odottamattomat keskeytykset
- muista verkoista alkunsa saaneiden odottamattomat keskeytykset
- suunnitellut keskeytykset
- aikajälleenkytkennät
- pikajälleenkytkennät

Pikajälleenkytkennöistä johtuvat keskeytykset ovat kestoaltaan hyvin lyhyitä, joten niiden aiheuttamia keskeytysaikoja ei tunnusluvuissa ole mukana, ainoastaan lukumäärät. Näin ollen aiemmin lueteltuja toimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja on yhteensä

23 kappaletta. Kyseisten tunnuslukujen laskentaan otetaan mukaan keskeytykset, joissa vähintään yhdelle verkonhaltijan verkkopalveluasiakkaalle aiheutuu keskeytys. Tunnuslukujen käyttöä KAH -kustannuksen laskennassa on käsitelty tarkemmin kappaleessa 3.3.4.

Viimeisenä toimitusvarmuutta kuvaavana tunnuslukuna on suurjännitteisessä jakeluverkossa siirtämättä jäänyt energia gigawattitunteina (GWh). Tunnusluku määritetään siten, että keskeytyksen alkuhetkellä verkosta luovutettu ja verkkoon vastaanotettu teho kerrotaan keskeytysajalla. Kaikkien suurjännitteisen jakeluverkon tunnuslukujen keskeytysajalla tarkoitetaan aikaa keskeytyksen syntymisen alusta siihen, kunnes sähkön verkosta luovutus ja verkkoon vastaanottaminen on palautettu ennalleen varsinaisen verkon tai varayhteyden kautta.

Kuten on huomattavissa, siirtämättä jäänyt energia on suurjännitteisten jakeluverkkojen ainoa sähköenergian käytöstä riippuva tunnusluku. Muut tunnusluvut perustuvat joko liittytapistaiden määrään tai johtopituuteen. Voidaankin todeta, että looginen toimenpide olisi sisällyttää energiapainotteisuus myös suurjännitteisen jakeluverkon tunnuslukuihin. Muun muassa tämän asian suhteen pohdinta jatkuu luvussa 5.6.

5.5 Tunnuslukujen kehittäminen jakeluverkoille

Energiaviraston keräämät tunnusluvut ovat energiapainotteisuutensa ansiosta merkittävästi tasapuolisemmat kuin maailmalla yleisesti käytetyt asiakasperusteiset tunnusluvut. Väite perustuu muun muassa siihen, että energiapainotteisuus mahdollistaa paljon sähkölämmitteisiä kiinteistöjä palvelevan muuntopiirin arvottamisen eri tavalla kuin pelkkiä vapaa-ajan asuntoja sisältävän. Tämä on tarkoituksenmukaista, sillä muuntopiirien liittymien määrään suhteutetuilla vuosienenergioilla, eli siis muuntopiirin vuotuinen energia jaettuna liittymien määrällä, voi olla jopa monikymmenkertainen ero. Mikäli verkonhaltijalla on teollisuudelle sähköä syöttäviä muuntopiirejä, voidaan puhua satakertaisista eroista eri muuntopiirien vuosienenergioiden suhteen, jolloin energiapainotteisuuden hyödyt näkyvät erityisen selvästi.

Vuosienenergian suuruus kuvastaa omalla tavallaan sitä, kuinka tärkeää sähkön saanti on kyseisen muuntopiirin alueella. On selvää, että pienen kulutuksen muuntopiirissä, esimerkiksi sähkölämmittämättömiä vapaa-ajan asuntoja sisältävässä, ei sähkön keskeytyksillä ole asiakkaille välttämättä kovinkaan suurta merkitystä. Myös kansantaloudellisesti ajateltuna keskeytysten vähentämiseen suunnatuilla resursseilla ei näin ollen saataisi riittävää hyötyä. Tämän perusteella verkonhaltijan ei ole järkevää investoida kyseiselle alueelle, jos on olemassa muita muuntopiirejä, johon liittyneille asiakkaille sähkön toimitusvarmuudella on suurempi merkitys.

Näin ollen se, että tunnusluvut perustuvat energiapainotteisuuteen, ohjaa omalla tavallaan kohti kansantaloudellista optimitilaa paremmin kuin puhtaasti asiakaspainotteiset tunnusluvut. Ohjaavasta vaikutuksesta huolimatta verkonhaltijan on kuitenkin pidettävä mielessä myös uuden sähkömarkkinalain 36 tunnin toimitusvarmuusvaatimus, mi-

käli asiakas ei täytä laissa määriteltyjä erityisehtoja paikallisen toimitusvarmuuden soveltamiselle.

Huolimatta siitä, että energiapainotteisuus on puhdasta asiakasmääräperusteista tunnuslukujen laskentaa täsmällisempi, ei edes uusimmassa kansainvälisessä standardissa ole tätä otettu jakeluverkkojen tunnusluvuissa huomioon. Vaikka yleisesti käytettyjen standardien omaksuminen on usein suotavaa, tässä tapauksessa se tarkoittaisi energiapainotuksen poistamista, mikä taas olisi selkeästi askel taaksepäin. Voidaankin todeta, että energiapainotteisten tunnuslukujen kehityksen tulee nojata enemmän pohjoismaisiin selvityksiin. Tämä kehityksen suunta voidaan perustella muun muassa sähköverkkojen rakenteen ja ympäristöolosuhteiden samankaltaisuudella.

Yksi esimerkki pohjoismaisesta selvityksestä on norjalaisen SINTEF Energi AS:n laatima järjestelmäsuunnitelma Norjan sähköverkkoregulaattorin käyttämälle FASIT -järjestelmälle. Kyseinen suunnitelma osoittaa hyvin sen tosiasian, että käyttöpaikkakohtainen keskeytystilastointi on omiaan mahdollistamaan tarkempien tunnuslukujen kehittämisen ja siten myös keskeytyksistä aiheutuneen haitan tarkemman arvottamisen. Suunnitelma sisältää selvityksen eri asiakasryhmille käytettävistä KAH -kustannuksista ja erilliset asiakasryhmäkohtaiset kertoimet vuoden jokaiselle kuukaudelle, viikonpäivälle ja jopa vuorokauden osille 4 tunnin portaisissa. (Mogstad 2010)

Verkonhaltijoiden hallintajärjestelmien ja etäluettavien energiamittauslaitteiden jatkuvasti etenevä käyttöönotto on mahdollistamassa sen, että lähitulevaisuudessa myös Suomessa voidaan ottaa käyttöön Norjan tapainen malli käyttöpaikkakohtaisten keskeytystilastojen toimittamisesta.

Koska edellä mainitun kehityksen odotetaan tapahtuvan jo lähivuosina, olisi tunnuslukujen kehittäminen nykyisille menetelmille suhteellisen lyhytikäinen parannus. Sen sijaan paras ehdotus jakeluverkkotoiminnan tunnuslukujen kehittämiseen on odottaa siihen, että virasto saa käyttöönsä verkonhaltijoiden käyttöpaikkakohtaiset keskeytystilastot, jonka jälkeen voidaan lähteä kehittämään uusia tunnuslukuja niiden pohjalta. Käyttöpaikkakohtaista keskeytystilastointia on käsitelty yksityiskohtaisemmin Tarvo Siukolan vuonna 2013 valmistuneessa diplomityössä. (Siukola 2013)

5.6 Tunnuslukujen kehittäminen suurjännitteisille jakeluverkoille

Suurjännitteisistä jakeluverkoista kerättävät tunnusluvut eroavat merkittävässä määrin jakeluverkon tunnusluvuista keskeytystilastoinnin osalta. Toisin kuin jakeluverkkojen kohdalla, suurjännitteisillä jakeluverkoilla tunnusluvut eivät ole energiapainotettuja, vaan ne lasketaan lähes yksinomaan liityntäpistettä tai johtopituutta kohden, minkä perusteella myös verkonhaltijan KAH -kustannus määritellään. Edelliseen on poikkeuksena siirtämättä jäänyt energia, mikä lasketaan verkon senhetkisen luovuttaman ja vastaanottaman tehon pohjalta.

Suurjännitteisten jakeluverkkojen suhteen olisi nykyisten tunnuslukujen valossa luontevinta siirtyä tunnuslukuihin, jotka perustuvat siirtämättä jääneeseen energiaan.

Yhtenä perusteena on se, että tämäntyyppistä menetelmää käytetään jo nyt kantaverkkojen välisessä arvioinnissa, esimerkkinä ENTSO-E -järjestön tuottama Nordic grid disturbance statistics 2012 -julkaisu. On toki huomattava, että siirtämättä jäänyt energia on lopulta verkonhaltijoiden itsensä tekemä arvio ja tälle olisi tärkeää luoda yhtenäiset säännöt. Kuten edellä mainitun julkaisun ensimmäisessä liitteessä todetaan, jopa Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöillä on vaihtelevia käytäntöjä siirtämättä jääneen energian laskennassa. (ENTSO-E 2013)

Laskentatapoja ovat esimerkiksi seuraavat:

- Irtikytkeäntehon perusteella, jolloin siirtämättä jäänyt energia lasketaan yksinkertaisesti kertomalla keskeytyksen vuoksi verkosta irronnut senhetkinen teho keskeytyksen kestolla. Tämä edellyttää jatkuvaa koko verkon kattavaa tehomitasta ja edellisen pohjalta on selvitettävä myös mittauksen taajuus eli tapahtuuko se esimerkiksi kerran sekunnissa vai tasatunnein.
- Käyttäen historiatietoon perustuvaa asiakaskohtaista kuormituskäyrää, jolloin vertailukohtana voisi olla keskiarvo saman viikonpäivän kuormituksista. Tämä menetelmä on jokseenkin ongelmallinen uusien asiakkaiden kohdalla sekä myös, mikäli asiakkaan sähkönkäyttö on hyvin vaihtelevaa eikä luotettavaa kuormituskäyrää ole siten mahdollista muodostaa.
- Käyttäen liittymän mitoitus-tehoa, joka kerrotaan keskeytyksen kestolla. Tämä on todennäköisesti helpoimmin toteutettavissa oleva menetelmä, mutta sisältää huomattavaa epätarkkuutta. Tämä perustuu siihen, että keskeytys olisi samantarvoinen huolimatta siitä, onko sähkönkäyttö huipussaan vai minimissään.

6 LAATUKANNUSTIMEN TARKASTELU

Luvussa käsitellään toiselle valvontajaksolle käyttöön otetun laatukannustimen ominaisuuksia ja kerrotaan sen kehittämismahdollisuuksista. Laatukannustimen kehittämisen tulisi olla tärkeässä osassa tulevaisuuden valvontamenetelmiä kehittäessä, koska uusi sähkömarkkinalaki asettaa verkonhaltijoille yhä tiukemmat vaatimukset sähkönjakelun toimitusvarmuuden osalta. Kehittämismahdollisuuksia tutkitaan tarkemmin luvussa 6.2 simuloimalla vaikutuksia, joita laatukannustimen muuttaminen aiheuttaisi.

Laatukannustin on ollut usein kritiikin kohteena ja sen ominaisuuksia on selvitetty myös markkinaoikeudessa asti. Markkinaoikeus muutti 31.12.2008 antamillaan päätöksillä (551–634/2008) Energiaviraston 13.12.2007 jakeluverkonhaltijoille antamia toisen valvontajakson vahvistuspäätöksiä, minkä johdosta laatukannustimeen lisättiin aiemmin kappaleessa 2.3.1 mainittu symmetrian huomiointi mahdollisen sanktion tapauksessa. Tämä symmetria huomioidaan myös kolmannen valvontajakson kohtuullisen tuoton laskennan menetelmissä. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

6.1 Leikkurivaikutuksen arviointi nykytilanteessa

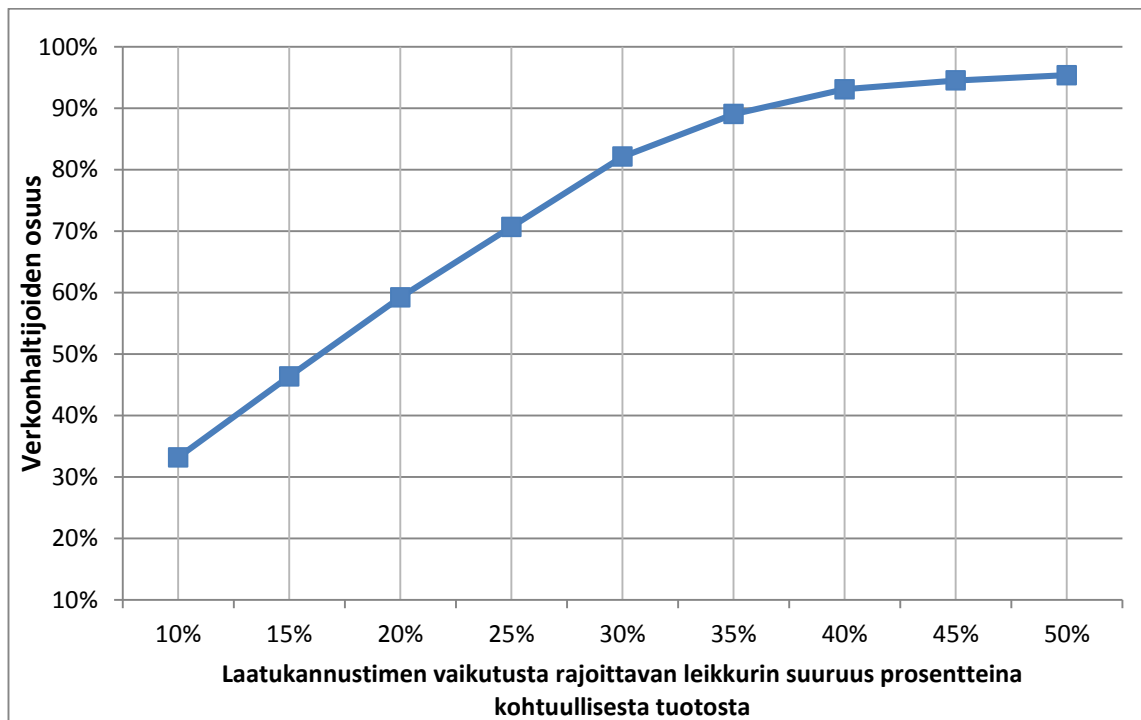
Laatukannustimen suurinta mahdollista vaikutusta oikaistuun tulokseen on rajattu toisella valvontajaksolla siten, että vaikutus on enintään 10 % lasketusta kohtuullisesta tuotosta. Tämä vaikutus toimii molempiin suuntiin eli oikaistua tulosta kasvattavasti tai pienentävästi. Kolmannella valvontajaksolla tämä niin kutsuttu leikkuri on kaksinkertaistettu ollen täten 20 %. Käytännössä kuitenkin aiemmin mainittu symmetria tulee entistäkin useammalla verkonhaltijalla käyttöön, mikä pienentää todellista laatukannustimen suurinta mahdollista vaikutusta kohtuulliseen tuottoon. Laatukannustimen symmetriavaikutusta lienee hyvä vielä havainnollistaa.

Esimerkiksi jos verkonhaltijalla kohtuullinen tuotto on 100 yksikköä ja kuluneena vuonna ei ole ollut lainkaan keskeytyksiä, joten myös vuoden toteutunut KAH -kustannus olisi 0 yksikköä. KAH -vertailutason ollessa esimerkiksi 15 yksikköä, laatukannustimen vaikutus pienentäisi oikaistua tulosta saman verran eli 15 yksikköä ja tämä olisi siis suurin mahdollinen laatukannustimen bonus. Näin ollen kyseisessä tapauksessa myös suurin mahdollinen laatukannustimen sanktio täytyy symmetrian vuoksi olla 15 yksikköä, jolloin verkonhaltijan laatukannustimen maksimivaikutus ei siis olisi 20 %, vaan sen sijaan 15 % molempiin suuntiin.

Energiaviraston laskelmissa kyseisiä tilanteita on ollut jo toisella valvontajaksolla, kun nimellinen laatukannustimen leikkuri oli 10 %. Symmetriasta johtuva pienempi reaalin laatukannustimen maksimitaso ei ole toivottavaa, sillä vaikka kannustimesta

johtuva liiketoimintariski pienenee, on myös tuotto hyvälaatuudessa sähköverkossa pienempi. Tämä taas osaltaan pienentää kannustinta parantaa sähkön toimitusvarmuutta.

Viraston valvontatietojärjestelmän tietojen pohjalta on mahdollista tutkia tilannetta, jossa toisella valvontajaksolla vuosina 2008 - 2011 laatukannustimen leikkuri olisikin ollut jokin muu kuin käytetty 10 %. Seuraavassa kuvaajassa 6.1. on esitelty, kuinka monella verkonhaltijalla symmetriavaikutus olisi tullut vastaan eli se prosenttiosuus verkonhaltijoista, joilla todellinen leikkuri on vähemmän kuin valvontamenetelmissä määritetty laatukannustimen nimellinen rajoitintaso, 10 % kohtuullisesta tuotosta.



Kuvaaja 6.1. Symmetrian kohtaavien verkonhaltijoiden prosentuaalinen määrä vuosina 2008 - 2011

Kuvaajasta nähdään selkeästi, että mikäli laatukannustimen rajoitin olisi toisella valvontajaksolla ollut kaksinkertainen eli 20 %, niin lähes kuudellakymmenellä prosentilla verkonhaltijoista todellinen rajoitintaso olisi ollut tätä alhaisempi symmetriavaikutuksen vuoksi. Näille verkonhaltijoille sallittuun suurimpaan mahdolliseen laatukannustimen mukaan määräytyvään tuottoon laatukannustimen rajoitintason nostolla ei siis olisi mitään vaikutusta valvontamallissa.

Koska sähköverkonhaltijat ovat kooltaan hyvinkin erilaisia, on tarpeellista vielä arvioida laatukannustimen rajoitintason muutoksia taloudelliselta pohjalta. Tässä vaiheessa lienee kuitenkin jo symmetrian arvioinnin perusteella selvää, että mikäli toimitusvarmuuden parantamiseen halutaan kannustaa tehokkaammin, tulisi laatukannustinta kehittää eri suuntaan. Voidaan siis todeta, että ei ole järkevää tyytyä pelkkään rajoitintason nostamiseen sen hyvin minimaalisen vaikutuksen vuoksi.

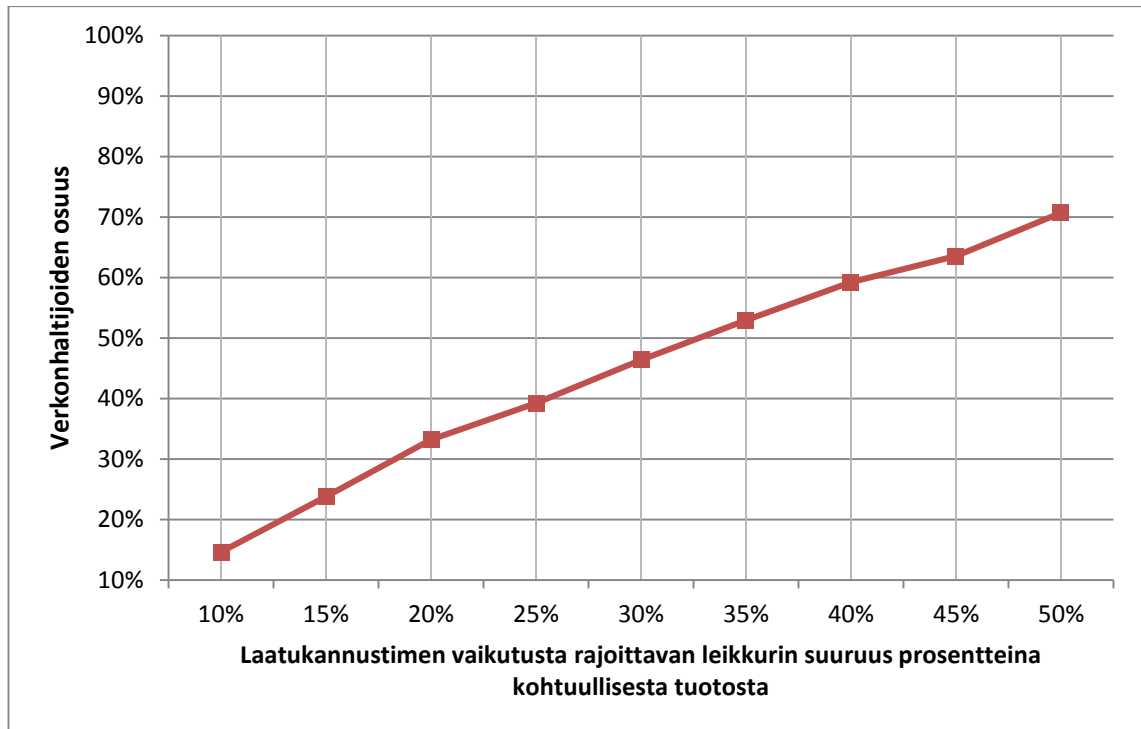
Toisaalta on kuitenkin pidettävä mielessä, että symmetrian kohtaavilla verkonhaltijoilla toimitusvarmuus on jo ennestään korkealla tasolla. Näin ollen on luonnollista ja odotettavaa, että KAH -vertailutasoon perustuva laatukannustin ei näissä tapauksissa voi toimia yhtä tehokkaasti kuin heikomman toimitusvarmuuden verkonhaltijoilla. Verkonsa toimitusvarmuuteen paljon investoineet verkonhaltijat huomioidaan valvontamenetelmissä kuitenkin muilla tavoin, esimerkiksi investointikannustimen kautta, joten toimitusvarmuuden parantamiseen kannustava vaikutus ei ole pelkästään laatukannustimen varassa.

6.2 Laatukannustimen kehittäminen

1.9.2013 voimaan astuneessa uudessa sähkömarkkinalaissa on keskitytty erityisesti sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen. Lain tuomien vaatimusten tukemiseksi olisi neljännen valvontajakson valvontamenetelmissä kiinnitettävä huomiota erityisesti laatukannustimen kehittämiseen ja sen vaikutuksen lisäämiseen. Kappaleessa esitetään erinäisiä muutoksia laatukannustimen toimintaan, joiden on tarkoitus ensinnäkin tehostaa sen vaikutusta ja toisekseen antaa kaksi eri työkalua poikkeuksellisten olosuhteiden vaikutusten vähentämiseen KAH -vertailutasoa laskettaessa.

6.2.1 Koko KAH -kustannuksen käyttäminen laatukannustimessa

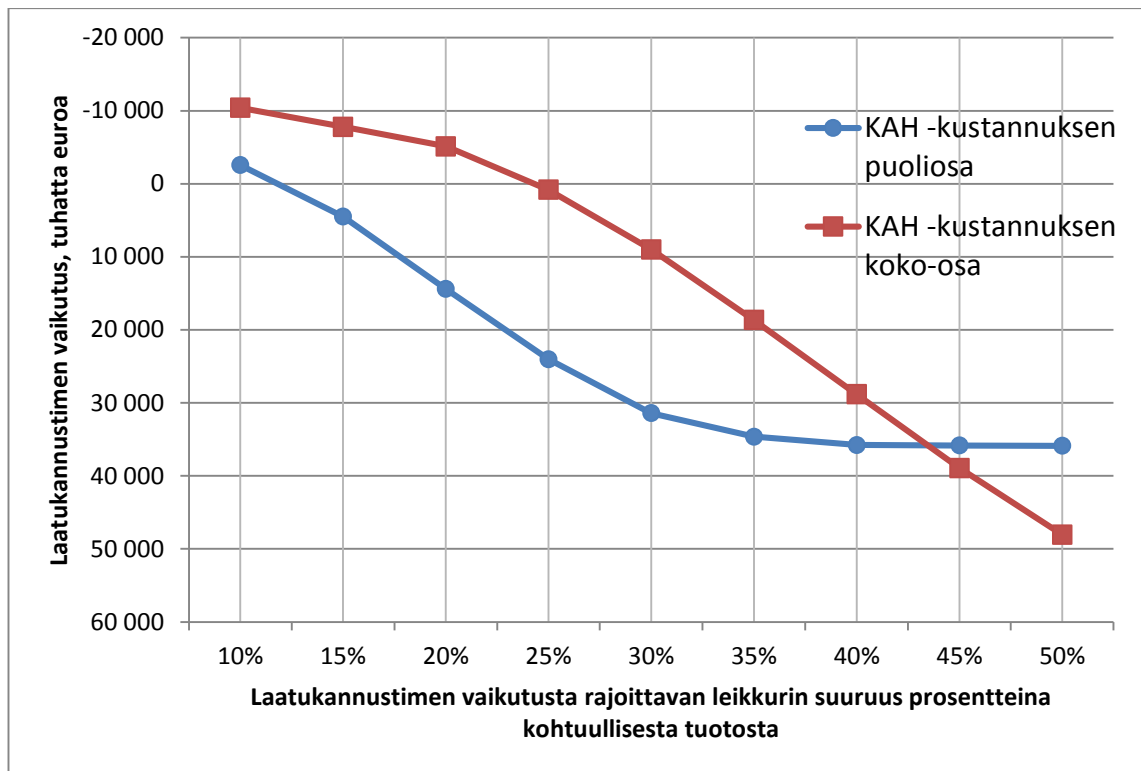
Kuten kappaleessa 6.1 todettiin, laatukannustimen leikkuritason nostolla ei tulisi olemaan kovinkaan merkittävää vaikutusta, eikä symmetrian vuoksi minkäänlaista muutosta tapahtuisi useimpien verkonhaltijoiden kohdalla. Koska symmetrian vaikutus riippuu siitä, millä tasolla verkonhaltijoiden KAH -vertailutaso on, voidaan lähteä liikkeelle vertailutason muutosten tarkastelulla. Nykyisiä valvontamenetelmiä tarkasteltaessa käy ilmi, että toteutunut KAH -kustannus ja sen vertailutaso eivät ole sellaisenaan mukana laskennassa, vaan laskenta käsittelee näiden puolikkaita. Ensimmäinen simulointi käsittelee edeltävän kappaleen tavoin symmetrian kohtaavien verkonhaltijoiden osuutta, mutta tällä kertaa laatukannustimessa on puolikkaiden sijaan tarkasteltu kokonaista toteutunutta KAH -kustannusta ja sen vertailutasoa. Tulokset on esitetty kuvaajassa 6.2.



Kuvaaja 6.2. Symmetrian kohtaavien verkonhaltijoiden prosentuaalinen määrä vuosina 2008 – 2011, KAH -kustannuksen puolitus poistettu

Mikäli KAH -kustannus huomioitaisiin laatukannustimessa kokonaisena puolikkaan sijaan, nykyisellä laatukannustimen 20 % leikkuritasolla symmetrian kohtaavien verkonhaltijoiden osuus laskisi aiemmasta 59,2 prosentista 33,2 prosenttiin. Tämä 33,2 prosenttia on täsmälleen sama kuin toisella valvontajaksolla todellisuudessa toteutunut verkonhaltijoiden osuus, laatukannustimen 10 % leikkuritasolla ja KAH -kustannuksen puolikkaita käytettäessä. Symmetrian suhteen palattaisiin toisen valvontajakson oikeuskäsittelytkin läpikäyneeseen tasoon.

Symmetrian kohtaavien verkonhaltijoiden osuus siis vähenisi käytettäessä laatukannustimessa kokonaista KAH -kustannusta, mutta vähintäänkin yhtä tärkeänä kysymyksenä voidaan pitää taloudellisia vaikutuksia. Taloudellisia vaikutuksia arvioivan simuloinnin tulokset on esitetty kuvaajassa 6.3.



Kuvaaja 6.3. Laatukannustimen yhteenlaskettu kannustinvaikutus toisella valvontajak-solla 2008 - 2011 sitä rajoittavan leikkurin eri arvoilla käytettäessä KAH -kustannuksen koko- ja puoliosaa.

On aluksi huomattava, että y-akselilla on laatukannustimen vaikutus oikaistun tulok-sen laskentaan, minkä vuoksi positiivinen tulos tarkoittaa siis verkonhaltijan kannalta sanktiota. Jos oikaistu tulos on suurempi, suurin sallittu tuotto on näin ollen pienempi. Tästä johtuen y-akselin arvot ovat käänteisessä järjestyksessä. On hyvä muistaa, että lähtötietoina ovat toisen valvontajakson kohtuullisen tuoton laskennan tulokset ja sum-mat ovat siis laatukannustimen yhteenlaskettu taloudellinen vaikutus vuosilta 2008 - 2011.

KAH -kustannuksen puoliosaa käytettäessä on 10 % rajoitintaso ainoa, jolla verkon-haltijoiden yhteenlaskettu laatukannustimen vaikutus on sallittua tuottoa lisäävä. Kuvaajasta on myös havaittavissa se, että samaan sallittuun tuottoon päädytään KAH -kustannuksen koko-osaa käytettäessä, kun rajoitintaso olisi 20 % ja 25 % välillä. Tilanne kuitenkin muuttuu päinvastaiseksi, kun rajoitintaso on 40 % ja 45 % välillä, jossa siis saavutetaan taso, millä KAH -kustannuksen puoliosaa käytettäessä verkonhaltijoille koituisi suurempi sallittu tuotto kuin koko-osaa käytettäessä.

Kuvaajassa havaittava saturoituminen käytettäessä KAH -kustannuksen puoliosaa johtuu puhtaasti symmetrian aiheuttamasta vaikutuksesta. Kuten kappaleen 6.1 kuvaajasta 6.1. voi havaita, laatukannustimen 50 % rajoitintasoa käytettäessä, yli 95 prosentilla verkonhaltijoista symmetria on rajoittava tekijä ja siten määrää todellisen verkonhaltijalle kohdistuvan rajoitintason. Tätä saturoitumista ei KAH -kustannuksen koko-osaa

käytettäessä tapahdu, mikä taas puoltaisi sen käyttöä, varsinkin jos rajoitintasoja pääte-
tään lähteä nostamaan nykyisestä.

6.2.2 KAH -vertailutason analysointi

Lappeenrannan teknillisen yliopiston ja Tampereen teknillisen yliopiston vuonna 2007 valmistuneen raportin *Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen* luvussa 3.3 on ehdotettu erinäisiä menetelmiä normaalitasosta poikkeavien vuosien suodattami-
seen tai korjaamiseen. (Honkapuro et al. 2007) Näitä ovat seuraavat:

- 1) Huomioidaan verkonhaltijoiden oma näkemys keskeytystunnuslukujen suuruu-
desta verrattuna keskimääräiseen arvoon
- 2) Poistetaan poikkeuksellisten pahojen suurhäiriöiden aiheuttamat keskeytyskus-
tannukset aineistosta tapauskohtaisesti arvioiden
- 3) Jätetään vertailutason laskennassa suurin ja pienin vuotuinen keskeytyskustan-
nus kaikilta verkonhaltijoilta pois.
- 4) Käytetään seuraavassa esitettyä systemaattista mallia poikkeuksellisten vuosien
liian suuren vaikutuksen eliminoimiseksi:
 - a. Lasketaan keskeytyskustannusten keskiarvo ensimmäisen ja toisen valvonta-
jakson (vuodet 2005 - 2011) osalta siten, että poistetaan tarkasteltavasta tie-
toaineistosta suurin ja pienin vuotuinen arvo
 - b. Määritetään vuosittaiset korjatut keskeytyskustannukset siten, että minään
vuonna kustannukset eivät saa olla enemmän kuin x % kohdan a mukaisesta
keskiarvosta.
 - c. Lasketaan keskeytyskustannusten vertailutaso kohdan b korjattujen vuotui-
sarvojen keskiarvona seitsemältä vuodelta
 - d. Laatuksennustimen sanktiota tai bonusta arvioitaessa käytetään myös kohdan
b mukaisesti määritettyjä korjattuja vuosittaisia arvoja
 - e. Energiaviraston valvontamallin mukaisesti voidaan keskeytyskustannusten
maksimivaikutukseksi rajata 20 % sallitusta tuotosta.

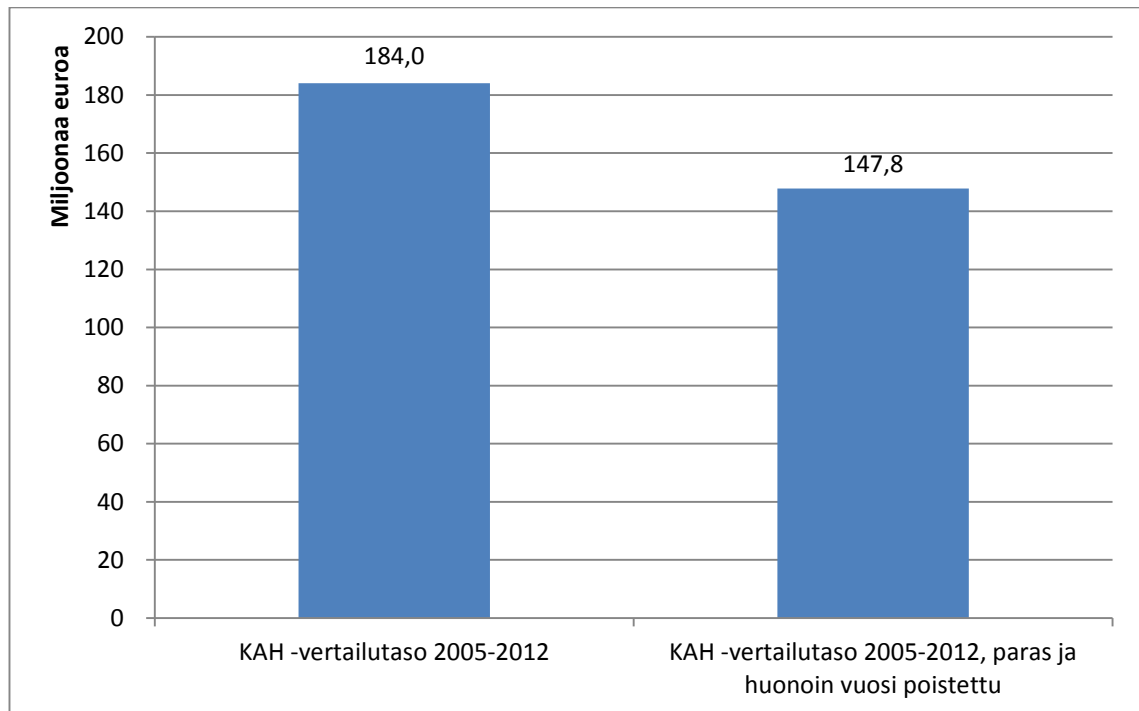
Edellä mainittu on siis tarkalleen se, mitä raportissa ehdotettiin. Tässä diplomityössä
käsitellään kohdan 4) mukaisia menetelmiä poikkeavien vuosien suodattamiseen, eli
kohdat a - c, yhdellä poikkeuksella:

- Tarkastellaan vuosia 2005 - 2012 eli tietoaaineisto käsittää kahdeksan vuotta,
joista suurimman ja pienimmän arvon poistamisen jälkeen jää siis jäljelle kuu-
den vuoden KAH -kustannukset, joiden keskiarvosta saadaan suodatettu KAH -
vertailutaso

Toisin kuin aiemmissa kappaleissa, on tätä menetelmää käytettäessä jouduttu jättä-
mään kolmen pienehkön verkonhaltijan KAH -laskenta huomiotta, mistä aiheutuu
enimmillään noin 0,25 % virhe tuloksiin. Virheen voidaan katsoa olevan hyväksyttäväl-
lä tasolla, sillä sen vaikutus koskee jokaista KAH -vertailutason laskennan tulosta, jol-

loin esimerkiksi eri tulosten prosentuaalisen vertailun tapauksessa virheen suhteellinen määrä jää häviävän pieneksi.

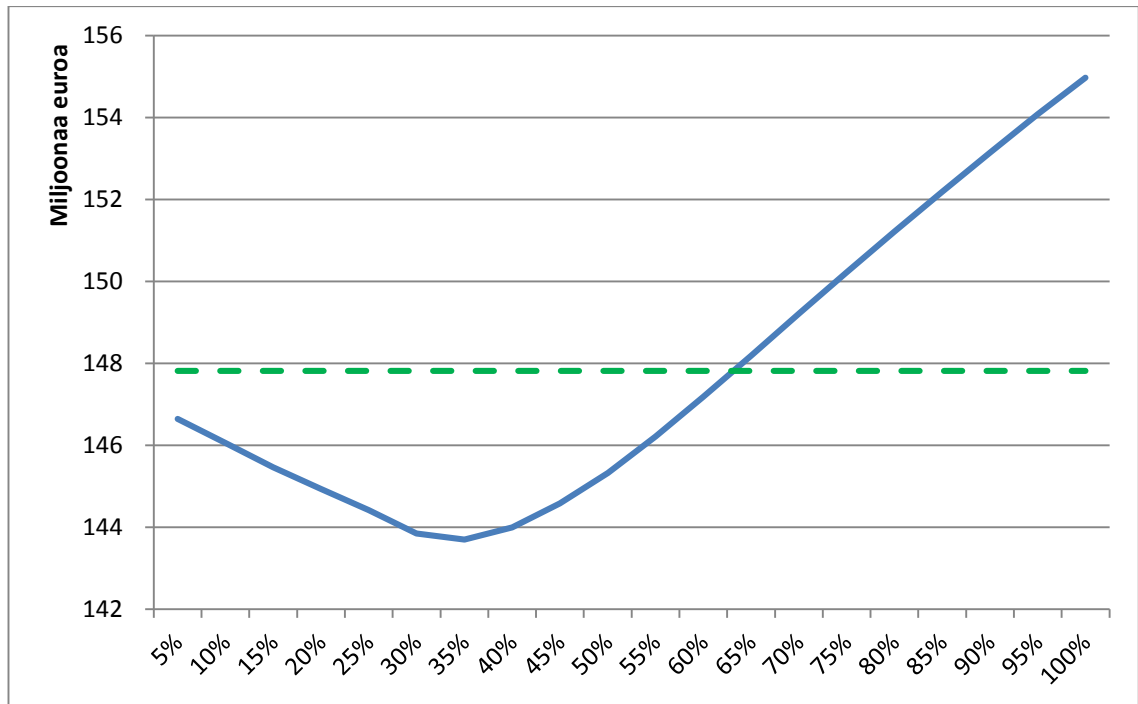
Käyttäen vuosien 2005 - 2012 tietoja KAH -vertailutason muodostamiseen aluksi sisältäen kaikki vuodet ja sitten poistaen tietoaaineistosta jokaisen verkonhaltijan kohdalta paras ja huonoin vuosi, saadaan verkonhaltijoiden yhteenlasketuksi KAH -vertailutasoksi kuvaajan 6.4. mukaisesti:



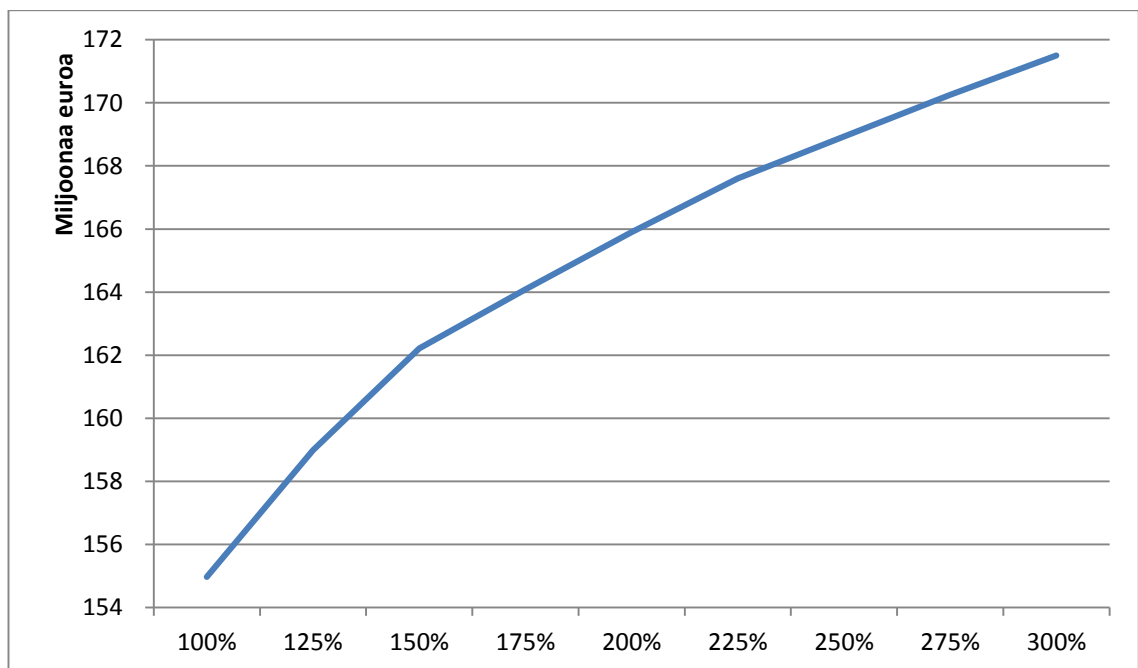
Kuvaaja 6.4. Verkonhaltijoiden yhteenlaskettu KAH -vertailutaso vuosien 2005 - 2012 puhtaana keskiarvona, sekä paras ja huonoin vuosi aineistosta poistettuna

Kuvaajasta voidaan havaita, että poistettaessa jokaisen verkonhaltijan paras ja huonoin vuosi laskennasta, jolloin siis käytettävä tietoaaineisto sisältää verkonhaltijoiden 6 vuoden tiedoista lasketun keskiarvon, pienenee verkonhaltijoiden yhteenlaskettu KAH -vertailutaso noin 19,7 %. Seuraava askel on käyttää tätä suodatettua vertailutasoa iteratiivisesti siten, että sitä verrataan jokaiseen suodattamattoman tietoaaineiston kahdeksasta vuodesta. Mikäli ero edellä lasketun, verkonhaltijakohtaisesti suodatetun KAH -vertailutason ja käsiteltävän vuoden välillä on yli x %, leikataan kyseisen vuoden toteutunutta KAH -kustannusta sen mukaisesti. Tämän pohjalta jokaiselle verkonhaltijalle muodostuu siis KAH -kustannuksen keskiarvo kahdeksalta vuodelta, siten että yhdenkään vuoden KAH -kustannus ei poikkea yli x % aiemmin lasketusta suodatetusta KAH -vertailutasosta.

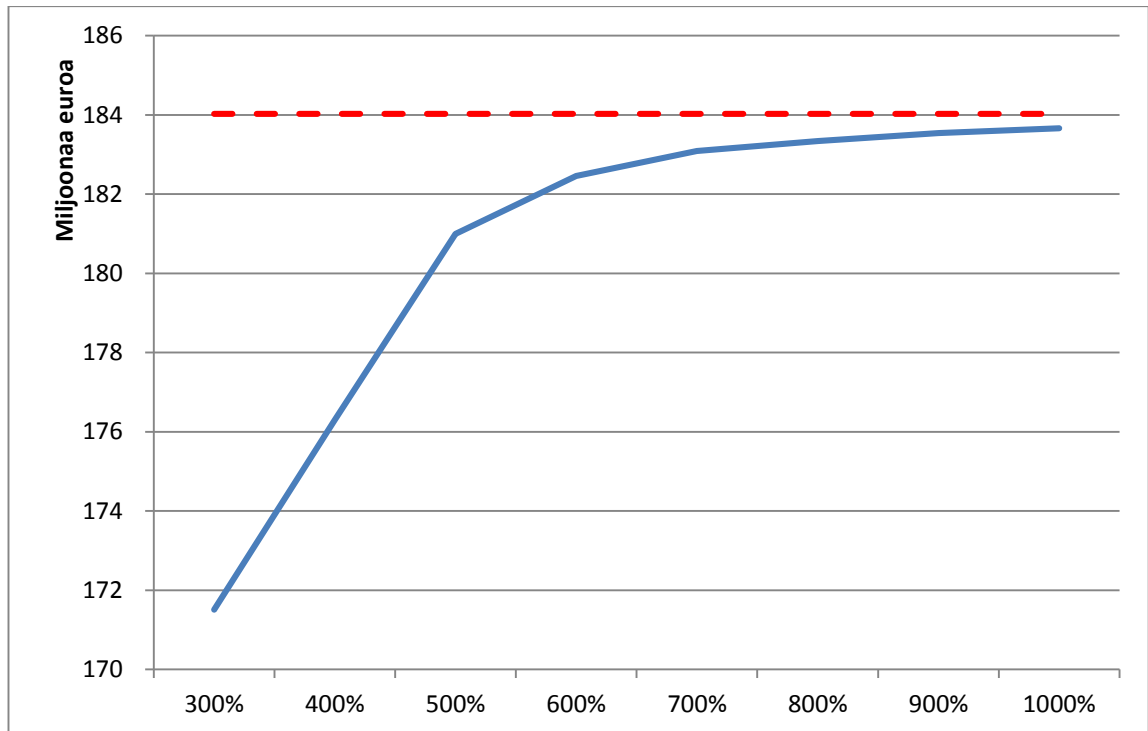
Seuraavassa kolmessa kuvaajassa 6.5. - 6.7. on laskettu KAH -vertailutaso x:n eri arvoilla. Ensimmäisen kuvaajan vihreä vaakaviiva on kuvaajan 6.4. suodatettu KAH -vertailutaso ja viimeisen kuvaajan punainen vaakaviiva on kuvaajassa 6.4. esitelty suodattamaton KAH -vertailutaso.



Kuvaaja 6.5. Systemaattisen mallin mukaan määritetty verkonhaltijoiden vuosien 2005 - 2012 keskiarvoista yhteenlaskettu KAH -vertailutaso, x:n arvot 5 - 100 %



Kuvaaja 6.6. Systemaattisen mallin mukaan määritetty verkonhaltijoiden vuosien 2005 - 2012 keskiarvoista yhteenlaskettu KAH -vertailutaso, x:n arvot 100 - 300 %



Kuvaaja 6.7. Systemaattisen mallin mukaan määritetty verkonhaltijoiden vuosien 2005-2012 keskiarvoista yhteenlaskettu KAH -vertailutaso, $x:n$ arvot 300 - 1 000 %

Ensimmäisessä kuvaajassa 6.5. havaitaan, että käytettäessä $x:n$ arvoja 5 - 60 %, on KAH -kustannusten keskiarvosta yhteenlaskettu KAH -vertailutaso pienempi kuin pelkällä suodatetulla menetelmällä. Tämä perustuu siihen, että kyseisillä $x:n$ arvoilla verkonhaltijoiden huonojen vuosien vaikutus KAH -vertailutasoon on yhteenlaskettuna pienempi kuin hyvien vuosien vaikutus. Sen sijaan $x:n$ arvosta 65 % ylöspäin, on KAH -vertailutaso suurempi kuin suodatettu taso, jolloin huonojen vuosien vaikutus nousee hyviä vuosia suuremmaksi.

Kuvaajassa 6.7. KAH -vertailutaso alkaa lähestyä suodattamatonta tasoa ja määritettäessä x äärettömän suureksi myös saavuttaisi sen. Tämä siis vastaisi tilannetta, jossa suodatettuun KAH -vertailutasoon perustuvaa rajoitinta ei olisi. Selvennyksenä se, että kuvaajan KAH -vertailutaso ei saavuta suodattamatonta KAH -vertailutasoa edes $x:n$ arvolla 1 000 % tarkoittaa sitä, että aineistossa osalla verkonhaltijoista on vuosia, joiden toteutunut KAH -kustannus on yli kymmenkertainen suodatettuun KAH -vertailutasoon nähden.

6.2.3 Poikkeuksellisten päivien määrittäminen

IEEE -standardin n:o 1366 uusimpaan vuoden 2012 painokseen on tullut uutena elementtinä poikkeuksellisten olosuhteiden matemaattinen määrittely päiväkohtaisesti ja sen mahdollistama poikkeuksellisten päivien (Major Event Days, MED) huomiotta jättäminen tunnuslukujen laskennassa. (IEEE-SA Standards Board 2012b) Standardissa on määritelty prosessi, jonka avulla poikkeukselliset päivät voidaan jättää huomiotta SAIDI -tunnuslukua laskettaessa, mutta menetelmää voitaneen tarvittaessa soveltaa myös laa-

jemmin käyttäen muita tunnuslukuja poikkeuksellisten päivien määrittelyyn, mikäli tämä nähdään tarkoituksenmukaisena.

Edellä mainittu voi tulla kysymykseen esimerkiksi suurjännitteisten jakeluverkkojen kohdalla, joiden toimintaympäristössä asiakkaat ovat usein hyvin erilaisia muun muassa sähkönkäytön mittakaavan ja vaadittavan toimitusvarmuuden eli siis käytännössä keskeytyksistä aiheutuneen haitan suhteen. Tällöin voi olla tarkoituksenmukaista käyttää puhtaan asiakasmääräperusteisen tunnusluvun sijasta esimerkiksi sen energiapainotettua varianttia. Tämä ei kuitenkaan olisi standardin määritelmien mukaista, ja näin ollen on tärkeää pitää mielessä, että standardin mukaan poikkeukselliset päivät itsessään tulisi määritellä SAIDI -tunnuslukua käyttäen.

Menetelmässä siis määritellään SAIDI:n avulla ne päivät, jotka tulisi jättää huomiotta jokaista tunnuslukua laskettaessa. Menetelmä tarjoaa matemaattisen ja verkonhaltijan tyypistä riippumattoman keinon määrittää raja-arvo päivittäiselle sähkökatkojen keskimääräiselle kestolle, minkä ylittyessä kyseinen päivä luokitellaan poikkeukselliseksi, jolloin se voidaan jättää pois laskennasta silloin, kun halutaan tarkastella sähköjakelun toimitusvarmuutta vain normaaliolosuhteissa.

Poikkeuksellisten päivien määrittelemine edellyttää standardin mukaan vähintään viiden vuoden historiatietoja ja lisäksi verkonhaltijan SAIDI tulee kyetä laskemaan jokaiselle päivälle erikseen. Erityisesti on huomattava, että laskettaessa päiväkohtaisia SAIDI -arvoja (min/päivä), tulee keskeytys laskea kokonaisuudessaan mukaan vain sen päivän tilastoon, milloin keskeytys alkoi. Poikkeukselliset päivät määritellään seuraavasti: (IEEE-SA Standards Board 2012b)

- a) Kerätään päivittäiset SAIDI -arvot viideltä perättäiseltä vuodelta
- b) Vain päivät, joilla SAIDI on suurempi kuin 0, otetaan huomioon
- c) Lasketaan jokaisen päivän SAIDI -arvolle luonnollinen logaritmi
- d) Lasketaan α , joka on keskiarvo c-kohdan arvoista
- e) Lasketaan β , joka on c-kohdan arvojen keskihajonta
- f) Lasketaan raja-arvo poikkeuksellisille päiville seuraavasti:

$$T_{MED} = e^{(\alpha+2,5\beta)} \quad (29)$$

- g) Jokainen päivä, jonka SAIDI -arvo on suurempi kuin T_{MED} , määritellään poikkeukselliseksi päiväksi

7 PÄÄTELMÄT JA SUOSITUKSET

Luvussa kootaan yhteen diplomityössä tehdyt päätelmät ja suositukset aluksi toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen suhteen. Tämän jälkeen luku esittelee ehdotukset laatukannustimen kehittämiseksi. Sekä laatukannustinta että tunnuslukuja koskevana asiana luvussa todetaan myös, että poikkeuksellisten päivien huomiointi tulisi ottaa lähempään tarkasteluun tulevaisuutta ajatellen, kun verkonhaltijoille tulee mahdollisuus käyttöpaikkakohtaiseen keskeytystilastointiin.

7.1 Tunnusluvut

Jakeluverkkotoiminnan toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen suhteen voidaan työn tulokset tiivistää siten, että ei ole riittävästi syitä lähteä kehittämään nykyisillä keinoilla kerättävien tunnuslukujen tarkkuutta. Tämä perustuu yksinomaan siihen, että työssä todettiin Energiaviraston keräämien tunnuslukujen olevan laadukkaita, nimenomaan energiapainotteisuuden ansiosta. Viraston tulisikin odottaa käyttöpaikkakohtaisen keskeytystilastoinnin työryhmän tuloksia, jonka pohjalta tunnuslukuja voidaan lähteä kehittämään. Keskeytystilastoinnin tuottaman datan määrä tulee joka tapauksessa olemaan niin suuri, että entisenlaiset rajoitteet tunnuslukujen luomiseen, kuten muunto-
piirikohtaisuus, käytännöllisesti katsoen poistuvat.

Sen sijaan suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen suhteen olisi vakavasti harkittava siirtymistä tehopainotettuihin tunnuslukuihin jakeluverkkotoiminnan tapaan. Toisaalta nykyisten liittymäperusteisten lukujen ongelmaa rajoittaa kuitenkin jossain määrin se, että miltei kaikki suurjännitteiset jakeluverkot toimivat samalla 110 kV jännitteellä, mistä taas voidaan päätellä, että tähän verkkoon kytkettyjen liittymien tehon tarve on tarkemmin samassa mittakaavassa kuin jakeluverkkojen tapauksessa. Tämä on havaittavissa muun muassa siitä, että valvontamenetelmissä 20 kV muuntajien suurimman ja pienimmän kuormitettavuuden ero on 100-kertainen, kun se 110 kV päämuuntajissa on 17-kertainen. (Energiavirasto 2014)

7.2 Laatukannustin

Laatukannustimen keskeisimpinä ongelmina voidaan nähdä ensinnäkin KAH -arvojen todenmukaisuus, mikä perustuu jo suhteellisen iäkkääseen vuonna 2005 valmistuneeseen raporttiin. Toinen ongelma on laatukannustimen kannustinvaikutusta laskettaessa esiin tuleva symmetriarajoitin, joka estää pienen KAH -kustannuksen omaavien verkonhaltijoiden hyötymistä toimitusvarmuuden parantamisesta. Toisaalta tämä sama rajoitin ei myöskään mahdollista toimitusvarmuuden heikentymisestä aiheutuvaa sanktiota.

Yksinkertainen ja tässä työssä parhaaksi todettu menetelmä on poistaa KAH -vertailutason ja toteutuneen KAH -kustannuksen laskennasta puolikkaalla kertominen. Käytännössä tämä tarkoittaisi sitä, että raportissa määritetyt KAH -arvot otettaisiin sellaisenaan mukaan KAH -kustannuksen laskentaan. Tuloksena olisi yksiselitteisesti se, että symmetrian aiheuttama rajoitus laatukannustimen vaikutukseen joko poistuisi tai lievenisi lukuisilla verkonhaltijoilla.

Mikäli laatukannustimen rajoitintaso, joka on suhteellinen verkonhaltijan kohtuulliseen tuottoon, pysyisi ennallaan, ei myrskyvuosien KAH -kustannuksista aiheutuva sanktio kasvaisi käytännöllisesti katsoen lainkaan. Sen sijaan laatukannustin palkitsisi entistä tehokkaammin niitä verkonhaltijoita, jotka ovat lähteneet parantamaan verkkonsa toimitusvarmuutta. On kuitenkin mahdollista, että rajoitintason pysyessä ennallaan laatukannustimesta tulisi jopa liiankin anteeksiantava, jolloin korjaavaksi toimenpiteeksi voidaan todeta rajoitintason nostamisen, minkä diplomityössä todettiin ainakin toisella valvontajaksolla pienentävän laatukannustimesta syntyvää rahallista merkitystä.

Myös KAH -vertailutason muodostaminen suodatetun aineiston avulla voidaan nähdä hyvänä mahdollisuutena normaaliolojen ulkopuolisten tapahtumien vaikutuksen vähentämiseen. Parhaan ja huonoimman vuoden pois jättäminen on hyvin perusteltava toimenpide, mutta sen sijaan edeltävän pohjalta määritettävä KAH -vertailutason prosentuaalinen rajoitin on vaikeampi asia. Ongelmaksi jää se, mikä olisi kyseisen rajoittimen perusteltu taso siten, että ensinnäkin poikkeuksellisten vuosien vaikutus olisi tarpeeksi pieni. Toisaalta rajoittimen on myös oltava riittävän suuri, jotta KAH -vertailutason parantamiseen on riittävä kannustin.

Viimeisenä diplomityön käsittelemänä menetelmänä laatukannustimessa käytettävien KAH -vertailutasojen korjaamiseen on poikkeuksellisten päivien huomiotta jättäminen. Tämä menetelmä edellyttää päiväkohtaisen SAIDI:n laskentaa, joten kyseessä ei melko todennäköisesti ole lähivuosina realisoituva mahdollisuus. Menetelmä on kuitenkin suhteellisen yksinkertainen ja verkonhaltijoiden erot huomioiva. Näin ollen verkonhaltijoiden järjestelmien kehittyessä on menetelmän käyttöönottoa vakavasti harkittava.

LÄHTEET

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2013a. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Saatavilla: <http://www.acer.europa.eu/>.

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2013b. Croatian Energy Regulatory Agency joins ACER. Saatavilla: <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/Croatian-Energy-Regulatory-Agency-joins-ACER.aspx>.

Council of European Energy Regulators, 2012. 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011,

Council of European Energy Regulators, 2013. Council of European Energy Regulators. Saatavilla: <http://www.energy-regulators.eu/>.

Energiamarkkinavirasto, 2012a. Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2012.

Energiamarkkinavirasto, 2013a. Liite 1 – Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioimiseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajaksolla - päivitetty 29.11.2013.

Energiamarkkinavirasto, 2011a. Määräys sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta. Saatavilla: <http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=2797&pgid=222&languageid=246>.

Energiamarkkinavirasto, 2012b. Päätöksiä ja lausuntoja. Saatavilla: <http://www.emvi.fi/alasivu.asp?gid=28&languageid=246>.

Energiamarkkinavirasto, 2013b. Sähkön hinnan kehitys 1.5.2013. Saatavilla: <http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=3461&pgid=67&languageid=246>.

Energiamarkkinavirasto, 2011b. Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012 - 2015. Energiamarkkinaviraston asiakirja, dnro 945/430/2010. 93 s.

Energiamarkkinavirasto, 2013c. Sähköverkkotoiminta. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=106&pgid=38&languageid=246>.

Energiateollisuus ry, 2012. Keskeytystilasto-ohje 2012.

Energiateollisuus ry, 2013. Sähkön keskeytystilastot. Saatavilla: <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkon-keskeytystilastot>.

Energiavirasto, 2014. Valvontatietojärjestelmä.

ENTSO-E, 2013. NORDIC GRID DISTURBANCE STATISTICS 2012,

EY, 2013. Mapping power and utilities regulation in Europe,

Finlex, 2013a. Laki Energiamarkkinavirastosta (591/2013), Saatavilla:
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130591>.

Finlex, 2004. Laki sähkömarkkinalain muuttamisesta (1172/2004), Saatavilla:
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2004/20041172>.

Finlex, 2013b. Sähkömarkkinalaki (588/2013), Saatavilla:
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.

HE 20/2013 vp, 2013. Hallituksen esitys eduskunnalle sähkö- ja maakaasumarkkinoita koskevaksi lainsäädännöksi. Saatavilla:
<http://www.finlex.fi/fi/esitykset/he/2013/20130020>.

Heggset, J. & Kjgille, G.H., 2000. Experiences with the FASIT Reliability Data Collection System.

Helsingin Energia, High-standard electricity. Saatavilla:
https://www.helen.fi/siirto_eng/sahkoverkko.html.

Helsingin Sanomat, 2013a. Kiista sähköpylväistä Kainuussa – valittajille tuhansien lisäkorvaukset. Saatavilla:
<http://www.hs.fi/kotimaa/Kiista+sahköpylväistä+Kainuussa++valittajille+tuhansien+lisäkorvaukset/a1367813578268>.

Helsingin Sanomat, 2013b. Tanskalainen maksoi sähköstä tuplasti Suomen hinnan. Saatavilla: <http://www.hs.fi/talous/a1369706943859>.

Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Viljainen, S., Partanen, J., Mäkinen, A., Järventausta, P., Verho, P. 2007. Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen. Lappeenranta ja Tampere. 39 s.

Huttunen, R., 2014. Energiaviraston työjärjestys. Energiaviraston asiakirja, dnro 9/000/2014.

IEEE-SA Standards Board, 2012a. Errata to IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.

IEEE-SA Standards Board, 2012b. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.

Kauppa- ja teollisuusministeriö, 1995a. Kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksen 1637/1995 liitteet. Saatavilla:
<http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=169&pgid=44&languageid=246>.

Kauppa- ja teollisuusministeriö, 1995b. Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös sähköverkkotoiminnan tunnuslukujen julkaisemisesta ja ilmoittamisesta sähkömarkkinaviranomaiselle (KTMP 1637/1995). Saatavilla:
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/1995/19951637>.

Layton, L., 2004. Reliability Indices for Utilities. Saatavilla: http://l2eng.com/Reliability_Indices_for_Uutilities.pdf.

Lehtimäki, H., Sähkövalo Finlaysonille. Saatavilla: <http://www15.uta.fi/koskivoimaa/valta/1870-00/sahkovalo.htm>.

Liimatainen, K., 2013. Lakimuutos laajentaisi Fingridin tonttia. Helsingin Sanomat. Saatavilla: <http://www.hs.fi/talous/a1371191239857>.

Mogstad, O., 2010. FASIT kravspesifikasjon.

Nordic Energy Regulators, 2013. Nordic Energy Regulators. Saatavilla: <https://www.nordicenergyregulators.org/>.

Onnettomuustutkintakeskus, 2011. Heinä-elokuun 2010 rajuilmat. Saatavilla: http://www.turvallisuustutkinta.fi/material/attachments/otkes/tutkintaselostukset/fi/muut_onnettomuudet/2010/s22010y_tutkintaselostus/s22010y_tutkintaselostus.pdf.

Partanen, J., 2012. Sähkömarkkinat. Opintomoniste.

Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Haakana, J. 2012. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Tutkimusraportti. 62 s.

Pekkarinen, J. & Sutela, P., 2007. Kansantaloustiede,

Pentland, W., 2013. Perverse Economics of the Electric Grid: As Generation Gets Cheaper, Transmission Costs Soar. Forbes. Saatavilla: <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2013/01/02/the-perverse-economics-of-the-electric-grid/>.

Pohjois-Karjalan Sähkö Oy, 2013. Valot syttyivät Pohjois-Karjalaan. Saatavilla: <http://www.pks.fi/historiaa>.

Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A., Järventausta, P. 2005. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Helsinki ja Tampere. 175 s.

Siukola, T., 2013. Sähkömarkkinalain mukainen kehittämisvelvollisuus sähköverkkotoiminnan viranomaisvalvonnassa. Diplomityö. 74 s.

Suomen standardoimisliitto SFS ry, 2010. SFS-EN 50160 Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet.

Tilastokeskus, 2012. Energiatilasto.

TUKES, 2013. Sähköistyminen Suomessa. Saatavilla: http://www.tukes.fi/sahkoturvallisuus100/sts100/sahkoistyminen_suomessa.html.

U.S.-Canada Power System Outage Task Force, 2004. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. Saatavilla:
<http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>.